

VERBATIM

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

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

- 2 proviennent de Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux ;
- 7 proviennent de Associations professionnelles ;
- 1 proviennent de Autorités organisatrices de la distribution d'énergie ;
- 6 proviennent de Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché ;
- 8 proviennent de Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures ;
- 12 proviennent de Autres acteurs ;

SOMMAIRE

INTRODUCTION	6
Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux.....	6
Associations professionnelles.....	6
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché.....	9
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures	10
Autres acteurs.....	10
CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE.....	19
Question 1 : Partagez-vous les conclusions du bilan du cadre de régulation fait par la CRE ?.....	19
Question 2 : Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ? Partagez-vous l'avis de la CRE de reconduire la clause de rendez-vous à mi-période pour les charges d'exploitation ?.....	22
Question 3 : Avez-vous des remarques sur la méthode de détermination du revenu autorisé ?.....	24
Question 4 : Êtes-vous favorable à un changement de méthode pour la fixation du coût moyen pondéré du capital, afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques ? Si oui, êtes-vous favorable à la mise en place d'un double taux, ou l'utilisation d'un taux unique pondéré ?.....	26
Question 5 : Si un taux unique devait être retenu, sur la base de quelle pondération ce taux unique devrait-il être selon vous établi ?	33
Question 6 : Etes-vous favorable au maintien de la régulation incitative relative aux coûts échoués des gestionnaires de réseau de transport ?	36
Question 7 : Etes-vous favorable à la reconduction en l'état du cadre de régulation concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés ?.....	38
Question 8 : Etes-vous favorable à la solution envisagée par la CRE concernant le traitement des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène ?.....	40
Question 9 : Etes-vous favorable aux grands principes de fonctionnement et d'actualisation du CRCP envisagés par la CRE ?.....	43
Question 10 : Etes-vous favorable au maintien du calendrier tarifaire actuel d'avril à avril, à l'exception des termes tarifaires applicables aux PIR qui évolueraient au 1er octobre de chaque année ?.....	46
Question 11 : Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATRT8 ?.....	48
Question 12 : Avez-vous des remarques sur les évolutions de calcul de l'évolution tarifaire, en particulier en ce qui concerne l'ajustement envisagé du terme IPC, pour la prise en compte de l'écart d'inflation entre hypothèse retenue et inflation réalisée en N-1 ? Êtes-vous favorable au maintien à +/-2 % du plafond du facteur k ?.....	50
Question 13 : Êtes-vous favorable au principe de netting des CRCP des GRT proposé par Teréga ? Êtes-vous favorable au principe de mutualisation du seuil d'apurement des CRCP des GRT proposé par Teréga ?	54
Question 14 : Etes-vous favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour la majorité des charges d'exploitation ?.....	56
Question 15 : Etes-vous favorable à la position de la CRE concernant le calendrier décalé de fixation du cadre de régulation et de la trajectoire de charges relatives à la mise en œuvre du futur règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie ?	58
Question 16 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des charges d'Avantage en Nature Energie de GRTgaz ?	61
Question 17 : Etes-vous favorable à la modification du rythme et des modalités de recouvrement des charges liées aux mécanismes de résorption des congestions et au mécanisme d'interruptibilité ainsi que de redistribution des excédents de recettes d'enchères de capacité telle que proposée par GRTgaz ?.....	63

Question 18 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation ?	66
Question 19 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à étudier une évolution du dispositif d'incitation des charges d'énergie ?	68
Question 20 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux d'un budget supérieur à 20 M€ ?	71
Question 21 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux en dehors des grands projets ?	73
Question 22 : Etes-vous favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures » ?	74
Question 23 : Etes-vous favorable à l'harmonisation du cadre de régulation des actifs SI de Teréga avec le cadre appliqué aux autres opérateurs ?	76
Question 24 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à ne pas reconduire la régulation incitative sur les souscriptions amont pour la prochaine période tarifaire ?	78
Question 25 : Partagez-vous le bilan de la CRE et des GRT concernant la qualité de service sur les quatre dernières années ? Avez-vous des remarques ou des suggestions particulières sur la régulation incitative de la qualité de service ?	80
Question 26 : Etes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagée par la CRE pour le tarif ATRT8 ? Etes-vous favorable à l'adaptation du dispositif pour tenir compte des problématiques relatives à l'injection de gaz renouvelables et bas carbone ?	82
Question 27 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur une éventuelle régulation incitative des émissions de gaz à effet de serre liées aux missions des GRT ?	84
Question 28 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R et D envisagé par la CRE pour le tarif ATRT8 ?	86
Question 29 : Considérez-vous que mettre fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation pour la prendre en compte directement dans le taux de rémunération apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ? Avez-vous des remarques sur sa mise en œuvre (méthode, progressivité, etc.) ? ..	89
Question 30 : Considérez-vous que le changement de méthode d'amortissement apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ?	92
Question 31 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'utilité de la réduction de la durée d'amortissement pour répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement ?	95
Question 32 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'incitation financière au maintien en service des actifs amortis ?	98
Question 33 : Considérez-vous souhaitable de mettre en œuvre dès maintenant ces évolutions ?	100
Question 34 : Avez-vous d'autres suggestions concernant la répartition dans le temps des charges de capital, dans l'objectif de répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement de gaz ?	103
NIVEAU TARIFAIRE	105
Question 35 : Partagez-vous les orientations de la CRE concernant les thématiques de R et D à inclure dans les trajectoires de charges des GRT ?	106
Question 36 : Avez-vous des remarques concernant le niveau de charges à couvrir demandé par GRTgaz et Teréga ?	109
Question 37 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRT8 pour GRTgaz et Teréga ?	113
Question 38 : Avez-vous des remarques concernant les souscriptions prévisionnelles envisagées par la CRE pour la période 2024-2027 ?	117
STRUCTURE TARIFAIRE	120
Question 39 : Etes-vous favorable au maintien de la classification des services rendus par les GRT dans l'ATRT8 ?	120

Question 40 : Etes-vous favorable à la répartition des coûts du réseau principal, régional et de la compensation stockage envisagée par la CRE dans l'ATRT8 ? 121

Question 41 : Etes-vous favorable au maintien de l'équilibre entre les coûts et les recettes affectables au réseau principal et au réseau régional dans l'ATRT8 ? 123

Question 42 : Etes-vous favorable au maintien du principe de tarification 100 % à la capacité pour l'ATRT8 ? 124

Question 43 : Etes-vous favorable au maintien du système de tarification entrée-sortie pour l'ATRT8 ? 126

Question 44 : Etes-vous favorable au maintien de l'harmonisation des termes tarifaires du réseau principal pour l'ATRT8 ? 127

Question 45 : Etes-vous favorable à la suppression du rabais de 100 % sur le tarif des PITS Nord Est et Atlantique à partir du 1er avril 2024 ? 129

Question 46 : Etes-vous favorable à la reconduction du ratio de recettes entrées/sorties de 34/66 pour l'ATRT8 ? 130

Question 47 : Avez-vous des remarques concernant les scénarios de flux envisagés à ce stade par la CRE ? 132

Question 48 : Avez-vous des remarques concernant la méthodologie de calcul des prix de référence envisagée à ce stade par la CRE ? 136

Question 49 : Avez-vous des remarques concernant la cohérence des coûts unitaires pour les différentes routes de transit et pour l'alimentation des clients nationaux ? 138

Question 50 : Etes-vous favorable à la reconduction des principes de tarification du point de sortie Virtualys pour l'ATRT8 ? 140

Question 51 : Etes-vous favorable à la position de la CRE concernant le niveau des multiplicateurs ? 141

Question 52 : Etes-vous favorable à la suppression des tarifs congestionnés ? 142

Question 53 : Avez-vous des remarques concernant la grille tarifaire illustrative présentée par la CRE ? En particulier, considérez-vous qu'il serait préférable de lisser la hausse envisagée en début de période tarifaire ? 144

Question 54 : Etes-vous favorable à la demande de Teréga sur l'évolution du rabais de la capacité interruptible en entrée au PIR Pirineos ? 146

Question 55 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant la tarification des capacités interruptibles pour GRTgaz et Teréga ? 148

Question 56 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant la tarification des capacités rebours pour GRTgaz ? 149

Question 57 : Êtes-vous favorable aux tarifs d'utilisation de la capacité de rebours virtuel aux PITTM envisagés par la CRE ? 150

Question 58 : Partagez-vous la position de la CRE concernant le maintien des principes de tarification du réseau régional ? 154

Question 59 : Partagez-vous la position de la CRE concernant les coefficients pour les capacités infra-annuelles ? 155

Question 60 : Partagez-vous la position de la CRE concernant la tarification des pénalités de dépassement ? 157

Question 61 : Etes-vous favorable au maintien du principe d'un timbre d'injection et à son extension aux installations de productions de gaz renouvelable et bas-carbone ? 159

Question 62 : Etes-vous favorable aux principes, paramètres de construction et niveaux du timbre d'injection envisagés par la CRE pour l'ATRT8 ? Etes-vous favorable à l'élargissement du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection ? Avez-vous d'autres suggestions concernant ce périmètre de charges et la forme à donner au timbre d'injection ? 161

Question 63 : Etes-vous favorable au principe d'un reversement aux GRT des recettes perçues au titre du timbre d'injection par les GRD et associées à l'exploitation des rebours et aux charges d'exploitation indirectes des GRT ? 166

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Question 64 : Avez-vous des remarques concernant la grille tarifaire présentée par la CRE ? En particulier, considérez-vous qu'il serait préférable de lisser la hausse envisagée en début de période tarifaire ?	167
COMPENSATION STOCKAGE	169
Question 65 : Etes-vous favorable à la reconduction des modalités de la compensation stockage ?	170
AUTRES.....	171
Question 66 : Avez-vous d'autres remarques ?	171
CONTRIBUTEURS À LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	173
Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux [2]	173
Associations professionnelles [7].....	173
Autorités organisatrices de la distribution d'énergie [1]	174
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché [6].....	174
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures [8].....	174
Autres acteurs [12].....	174

INTRODUCTION

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

UNIDEN

Créée en 1978, cinq ans après le premier choc pétrolier et un an avant le second, l'UNIDEN représente les industries fortement consommatrices d'énergie actives en France, pour lesquelles les coûts d'approvisionnement en énergie sont un facteur essentiel de compétitivité sur le marché mondial.

Les adhérents de l'UNIDEN représentent environ 70% de la consommation énergétique industrielle en France et sont présents dans l'énergie, l'aluminium, l'acier et les autres métaux, les matériaux de construction, le raffinage et la chimie, le verre, le papier, l'automobile, les batteries, les semi-conducteurs, les transports et l'agro-alimentaire.

Les industries énérgo-intensives dont les activités sont en amont des chaînes de valeur de l'industrie sont fortement exposées aux coûts de l'énergie d'une part (l'énergie représentant jusqu'à 70% de leurs coûts de revient) et à la concurrence internationale d'autre part.

Pour maintenir et développer durablement leurs activités en France dans un contexte de transition énergétique, elles ont besoin de conditions d'approvisionnement énergétique prévisibles, stables et compétitives.

CLEEE

Le CLEEE remercie la CRE pour la grande qualité des réunions de concertation menées en amont de la consultation publique relative à la fixation des futurs tarifs d'utilisation des infrastructures de transport de gaz naturel dans la perspective de la construction du tarif ATRT8.

Ces travaux de concertation ont permis de mettre en évidence des trajectoires de coûts en hausse à porter par des consommateurs dont le nombre ira décroissant. Le CLEEE est plus particulièrement préoccupé par le sort des consommateurs industriels et tertiaires qui ne pourront pas à court terme se passer de gaz pour leur process ou leurs bâtiments et qui subiront ces hausses de plein fouet (hausses qui viendront s'additionner à d'autres hausses qu'elles soient de taxes (TICGN), de transition énergétique vers le biogaz (CPB), de C2E, ou d'autres parts de l'acheminement). Ce contexte contribue à ce que la part du gaz hors molécule devienne pour nombre de consommateurs supérieure au prix de la commodité elle-même. Le CLEEE identifie ces hausses concomitantes comme un risque majeur pour le maintien de la compétitivité de ses adhérents et un frein à une relocalisation d'activités industrielles en France.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

A titre liminaire, l'UPRIGAZ s'interroge sur les conséquences pour l'industrie du gaz en Europe, et en France particulièrement, du nouveau contexte géopolitique qui se traduit par une modification substantielle des flux gaziers en Europe et qui se conjugue avec les orientations politiques de l'Union européenne et des Etats membres de réduire très fortement l'utilisation du gaz naturel et d'en faire une énergie de transition.

Cette situation emporte en effet de fortes conséquences pour les infrastructures dont la couverture des coûts était jusqu'à présent supportée par les consommateurs au travers des tarifs régulés. A l'avenir, et dans une perspective de baisse massive des consommations à l'horizon 2050 et d'incertitudes sur le développement de l'hydrogène, le maintien en activité des infrastructures dans un contexte de sous-utilisation pose la question de la prise en charge des coûts de régression. Quelle part de ces coûts devrait continuer d'être supportée par les consommateurs ? Ne faudrait-il pas envisager de mutualiser au niveau de l'Union européenne la part des coûts afférents à la sécurité d'approvisionnement de l'Union, et au niveau national, par la puissance publique, une partie des surcoûts induits par les décisions politiques de régression des consommations de gaz ?

Proxigas

Proxigas welcomes the consultation document n. 2023-07 of 26 July 2023 relating to the next tariff for the use of natural gas transmission networks of GRTgaz and Teréga (also referred to as ATRT8) and would like to bring to your attention some relevant concerns regarding the proposed tariff methodology and the compliance with provision of the NC TAR.

CRE proposes to adopt a cost allocation methodology where distance is the main driver to calculate tariffs and the selected approach leads to distance being calculated differently between cross-border and domestic exit points, exposing the cross-border exit points to very high allocation of costs and tariffs compared to domestic exit points.

Given the relevance of the gas flows exiting France to ensure gas supply and balancing in Italy – even more significant and strategic after the outbreak of the war in Ukraine and the need to diversify Russian gas supplies - it is of particular concern noting that the assumptions made by CRE allocate to the Oltingue exit a disproportionate amount of cost, with distortion of the Italian gas supplies' competitiveness and of the energy prices of the Italian system. In the case of Oltingue exit point, this distortion, from which French consumers benefit, represents an increase in the logistic costs of transporting gas from Northern Europe to Italy, where the Oltingue exit tariff represents already 50% of the overall logistic gas to flow gas from the French hub to the Italian PSV.

Please find below specific comments related to the tariff methodology proposed by CRE and additional remarks on the way distance is calculated for Oltingue.

a) Specific remarks on the tariff methodology proposed by CRE

The proposed methodology to calculate tariffs for the exit points in France (both domestic and cross-border) uses distance and capacity as the main drivers. Such methodology, however:

- is based on distances derived from predetermined flow scenarios using a point-to-point approach; and
- entails different approaches to determine the flow scenarios, and therefore the relevant distances, for cross-border and domestic exit-points.

Such distances are particularly relevant for tariff calculation at exit points: in fact, once the entry tariffs have been separately determined as a first step, the calculation of exit tariffs consequently follows, with the imposition of the constraint that the “unitary cost per km” is always the same, i.e. by imposing the constraint that the sum of entry+exit tariffs divided by the relevant distance (i.e the distance calculated taking into account the “coupled” entry and exit points along each relevant flow route) is the same for each user of the network, namely domestic or transit.

As a general remark, we believe that the concept of “transit routes” is no longer relevant today, as gas consumed domestically or exported to other markets can be traded, exchanged and/or sourced at the hub and might be coming from any of the entry points in the system. Hence, gas sold to the domestic market or exiting France can be fed by the hub and its origin can be from any sources depending on the price signal of the adjacent markets and/or LNG, which vary daily.

As for the specific features of the proposed methodology, we notice that different approaches are then used to determine the relevant distances for cross-border and domestic exit-points, notably:

- for cross-border exit points, the relevant distance is calculated point-to-point with criteria defined by CRE and with the exclusion of certain entry points: each cross-border exit point is therefore “coupled” with one or two entry points in order to calculate its distance which is then relevant for tariff calculation;
- in selecting the entry point(s) to be coupled to each cross-border exit point, the closest entry point is not always taken into consideration, as better detailed below, and the way the remaining entry points are selected (as shown in annex 6 to the consultation document) is not entirely transparent and justified;
- for domestic exit points, the relevant distance is calculated point-to-point from the closest entry point, without any exclusion. This results in a distortion in the difference between relevant distances for crossborder exit points and domestic exit points. In fact, the application of this methodology leads to the following results in terms of relevant distances for exit points: 672 km for the Obergailbach exit point, 674 km for the Oltingue exit point, 830 km for the Pirineos exit point and (average) 249 km for the domestic exit points. This consequently impacts the tariff calculation, which brings to final tariffs highlighting a clear dis-proportion in values: for example, Oltingue exit tariff is about 3.6 times the domestic exit tariff.

This leads to the conclusion that national consumption is prioritised, which is discriminatory towards consumers of adjacent markets.

If flow scenarios have to be defined (which we do not agree with), they should at least, in order to determine distances, allocate pro rata the capacities from the closest entry point to both the domestic exit points and cross-border exit points. Moreover, to address the current lack of full transparency we ask CRE to publish the detailed model behind the determination of such flow scenarios.

b) Specific remarks on the way distance is calculated for Oltingue

We do not agree with CRE excluding Obergailbach, which is the closest entry point for Oltingue, on the basis on its own economic assessment that does not take into consideration the presence of a hub, future market dynamics, market spreads and shippers' logistic portfolios.

In fact, the entry point Obergailbach is excluded to calculate distance for the exit point Oltingue while it is considered for the domestic exit points, theoretically even the ones close to Oltingue.

This means that from a technical/operational point of view, gas can flow from Obergailbach to Oltingue and the exclusion or inclusion of this route for the calculation of distances is arbitrary by CRE.

This point was raised by ACER in its opinion to ATRT7; the context was different, because in ATRT7 the point-to-point calculation for Oltingue was from the entry point Dunkerque; however the conclusions are relevant also for the abovedescribed issue about the exclusion of the entry point Obergailbach for Oltingue (par. 53, page 13 Agency Report - analysis of the consultation document for

France.pdf (europa.eu)): "[...] the flow scenarios proposed for the intra-system flows are based on the distance to the closest entry point. CRE has clarified to the Agency that 'there is no clear economical reason to use one entry or another to supply domestic usage'. At the same time CRE has also clarified that the flow scenarios applied to cross-system flows are based on the 'costs of alternative routes'. It is not clear to the Agency how the criterion of identifying costs of competing routes is applied systematically to all points of the network, as this criterion does not seem applicable to domestic exits.

In addition, it is not clear to the Agency whether the scenarios applied to crosssystem and intra-system flows are both based on contracted capacity or on physical flows. Should the latter be the case, it is not clear how domestic exits and IP exits that are in the vicinity of each other could have such different associated distance values."

The CRE justifies this choice by saying that determining relevant flow scenarios for transit and domestic customers is one possibility provided by the benchmark methodology of the NC TAR. However, it must be highlighted that in article 3 par. 20 of the NC TAR, flow scenarios are defined as follows: "a combination of an entry point and an exit point which reflects the use of the transmission system according to likely supply and demand patterns"

The above should interpreted as the need to demonstrate that there is a "physical" justification in order to develop a flow scenario. This interpretation is confirmed by ACER in its opinion on ATRT7 where at par. 47 page 14 stated the following: "The Agency remarks that flow scenarios can be used to allocate investments to specific points of the network only in as much as this allocation reflects the use of the transmission system. The Agency therefore concludes that the approach proposed by CRE can only be compliant with the NC TAR in case the combination of points and the resulting distances applied to cross-system and intra system users as an input to the RPM reflects the use of the transmission system."

The two different methodologies to calculate distances for cross-border and domestic exit points are not coherent. Indeed, based on our elaboration here above, if we compare the domestic exit points located near the cross-border exit point Oltingue and the exit point Oltingue: even though the two type of exit points are very close, their distance is calculated using two different flow scenarios. A system in which two exit points located close to each other are subject to extremely different distances and hence tariffs is absolutely not costreflective.

As a result, by calculating distances differently between cross-border and domestic exit points and setting much higher tariffs for the cross-border exit points than for the domestic exit points, the methodology allocates a disproportionate amount of system costs to the consumers of adjacent markets and therefore discriminates the latter, while at the same time distorts crossborder trade. Proxigas concludes highlighting that the proposed methodology raises concerns regarding the compliance with the principles of cost reflectivity, preventing undue cross-subsidisation and of non-distortion of cross-border trade set out in the NC TAR.

We would much appreciate CRE to review properly the methodology according to requirements set out in the NC TAR and to adopt a reference price methodology compliant with the principles of cost reflectivity, preventing undue cross-subsidisation and of non-distortion of cross border trades.

For any question or clarification, we would be very happy to engage in future conversations with you on the above topics.

The Director General

Marta Bucci

France Gaz

France Gaz remercie la CRE pour l'ensemble de la démarche de concertation mise en place au cours de l'année 2023 qui a permis d'associer très largement l'ensemble des acteurs concernés et de partager au fil de l'eau les principaux enjeux associés à la prochaine génération des tarifs d'infrastructures gazières.

En synthèse de sa réponse, France Gaz souhaite porter les points suivants à l'attention de la CRE :

- Les tarifs d'infrastructures ont vocation à apporter une rémunération juste aux opérateurs pour leurs investissements et à couvrir leurs charges d'exploitation. Dans le contexte macroéconomique actuel, il apparaît nécessaire d'adapter la méthodologie de calcul du CMPC pour refléter correctement l'évolution des conditions de financement et rémunérer correctement le capital investi. Par ailleurs, les mécanismes d'apurement des charges inscrites au CRCP doivent être adaptés pour compenser les opérateurs des surcoûts supportés dans le contexte de crise de 2022.
- L'enjeu de ciseau tarifaire identifié par la CRE constitue un enjeu économique important qu'il convient d'anticiper. Les évolutions réglementaires mises en place doivent cependant être suffisamment progressives pour limiter les effets de seuil. À cet égard, France Gaz considère que les pistes identifiées par la CRE ne peuvent être mis en oeuvre dès la prochaine période tarifaire. La proposition de désindexation de la BAR pourrait être étudiée pour une application au seul périmètre des nouveaux actifs entrant dans la BAR, De même que la baisse de la durée d'amortissement pourrait être étudiée dans les cas où elle est pertinente sur certains actifs ciblés.
- L'attractivité du marché français par rapport aux autres marchés européens doit être préservée, s'agissant en particulier du GNL qui représente maintenant une part structurellement importante des approvisionnements. Il convient pour cela d'activer les leviers de structure tarifaire permettant de modérer les hausses des termes tarifaires aux points d'entrée.
- Les évolutions du cadre de régulation doivent accompagner le développement de l'ensemble des filières de production de gaz renouvelables et bas-carbone, et les évolutions du terme d'injection ne doivent pas conduire à freiner leur dynamique.
- Les activités de R et D des opérateurs d'infrastructures représentent un enjeu majeur pour correctement anticiper l'évolution du mix gazier et son impact sur les infrastructures, et les budgets associés doivent être préservés.

SPEGNN

Le SPEGNN et ses adhérents souhaitent apporter leur contribution à la consultation organisée par la Commission de régulation de l'énergie, portant sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Téréga.

Le SPEGNN est le syndicat professionnel regroupant l'ensemble des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz, c'est-à-dire des entreprises publiques ou coopératives exerçant des activités de fourniture, de gestionnaire de réseaux de distribution et de production.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Dear CRE colleagues,

SEFE Marketing et Trading Limited ("SM et T") is a wholly owned subsidiary of SEFE Securing Energy for Europe GmbH ("SEFE"), responsible for the optimisation of SEFE's energy commodity assets through SM et T's marketing and trading network. SM et T is active as a trader and marketer of gas in France, Germany, UK and Europe. SM&T appreciates the opportunity to provide input in response to this consultation on the next tariff period ATRT8.

General Comment

SM et T supports the effort made by CRE and the French TSOs to explain used to build the next tariff period but is concerned about the substantial increase in all tariff terms and the removal of the 100% discount for PITS tariff terms in Atlantique and Nord Est Storage facilities. Finally, as explained in the question 29, 30 and 31, SEFE M et T is not in favour of changes to regulatory framework, such as:

- Moving from TSOs' real remuneration to nominal remuneration.
- Moving from linear depreciation of assets to regressive depreciation
- Reduction in the depreciation period of TSOs' assets.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

These changes will lead to an increase in the CCN part (normative capital charges) on the TSOs' remuneration and therefore to a sharp increase in French capacity tariffs in the short term.

TotalEnergies Electricité et Gaz France

A titre préliminaire, TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF) note que l'année 2022 a été extraordinaire et a eu des conséquences à court terme sur le marché du gaz en France.

Il convient néanmoins de faire le tri entre les effets de long terme qui peuvent conduire à faire évoluer les principes de régulation et les effets conjoncturels comme de prix de l'énergie qui a déjà retrouvé des niveaux usuels.

Par ailleurs, il convient de noter que des hausses substantielles des tarifs auront des effets négatifs pour les clients finaux français et sur la compétitivité de l'industrie en France.

Enfin la question de la sécurité d'approvisionnement, et de son financement, se pose tant au niveau français qu'Européen. Ainsi, un raisonnement aux bornes de la France pourra avoir des répercussions indirectes du fait de la connexion des réseaux gaziers au sein de l'Europe.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

A titre préliminaire, TotalEnergies Gas & Power (TEGP) note que l'année 2022 a été extraordinaire et a eu des conséquences à court terme sur le marché du gaz en France.

Il convient néanmoins de faire le tri entre les effets de long terme qui peuvent conduire à faire évoluer les principes de régulation et les effets conjoncturels comme de prix de l'énergie qui a déjà retrouvé des niveaux usuels.

Par ailleurs, il convient de noter que des hausses substantielles des tarifs auront des effets négatifs pour les clients finaux français et sur la compétitivité de l'industrie en France.

Enfin la question de la sécurité d'approvisionnement, et de son financement, se pose tant au niveau français qu'Européen. Ainsi, un raisonnement aux bornes de la France pourra avoir des répercussions indirectes du fait de la connexion des réseaux gaziers au sein de l'Europe.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Enedis

Enedis souhaite répondre à la consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTGAZ et TEREKA car, même si la dynamique d'évolution du secteur gazier est différente de celle du secteur électrique, certains principes et enjeux demeurent communs aux deux énergies.

Le cadre de régulation doit permettre de financer le projet industriel du transporteur et notamment d'accompagner les défis liés à l'évolution du réseau et à la transition écologique.

Autres acteurs

CFE-CGC Energies

Madame la Présidente,

L'Encadrement des entreprises du secteur énergétique français est de longue date un acteur central de la mise en oeuvre des choix de politique énergétique de la France, il est donc extrêmement attentif à toutes les évolutions du secteur énergétique et en particulier aux conditions de régulation qui s'y appliquent.

La consultation publique, lancée par la Commission de Régulation de l'Énergie le 26 juillet dernier, sur le cadre de régulation des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz a donc retenu toute l'attention de la CFE-CGC Énergies.

Première organisation syndicale représentative de l'Encadrement des entreprises des Industries Électriques et Gazières et surtout deuxième organisation syndicale de GRTgaz avec 41,3 % de représentativité lors des dernières élections fin 2019, la CFE-CGC Énergies considère que cette consultation lui donne l'opportunité de préciser ses positions sur l'avenir du service public de transport de gaz, sur les projets d'innovation et de gaz renouvelables qui doivent l'accompagner pour réussir ensemble une transition énergétique équilibrée,

pragmatique et juste socialement faisant de la place à toutes les solutions bas carbone tant électriques que gazières.

En préambule, la CFE-CGC Énergies souhaite réaffirmer sa conviction sur la place incontournable des gaz (gaz naturel puis gaz renouvelables et bas carbone) et des infrastructures gazières dans un mix énergétique français en pleine transition.

Vu de notre organisation syndicale, les infrastructures gazières permettent en effet de transporter gaz et gaz renouvelables et bas carbone qui sont à la fois :

- de réels vecteurs d'une transition vers un monde moins carboné. Moins carbonés que d'autres énergies fossiles, les gaz et notamment les gaz renouvelables et bas carbone, sont particulièrement bien adaptés aux impératifs d'une transition énergétique bas carbone accélérée permettant de réutiliser sans investissements massifs des infrastructures énergétiques déjà existantes et amorties, comme dans le cas du biométhane, de la pyro-gazéification, de la gazéification hydrothermale, de la captation de CO2 ou de l'injection d'hydrogène.
- un formidable outil industriel, technologique et numérique. Les installations de rebours et les nouveaux pilotes sur la pyro-gazéification, la GH, la captation de CO2 ou le transport d'H2 contribuent à rendre cette énergie gazière française à la fois facile d'accès et très flexible. Tous ces projets innovants renforcent aussi le rôle de la place de marché France en Europe, ils permettent d'en optimiser leur utilisation et de pérenniser l'utilité des réseaux de transport gaz, biens communs payés par tous, dont il convient de continuer à tirer le meilleur parti (comme vous l'avez souligné dans votre rapport sur l'avenir des infrastructures gazières françaises en mai dernier).
- un réel vecteur d'activités économiques intégrées et d'emplois français non délocalisables dans les territoires. Les infrastructures gazières françaises sont à la fois utiles, acceptables et acceptées par leur environnement, et connectées aux besoins de nombreuses parties prenantes. Depuis plusieurs années, les gestionnaires d'infrastructures ont engagé des démarches RSE éthiques et environnementales, conformes aux attentes des clients, des citoyens et des salariés, que ce soit par leur maintenance et maîtrise de l'existant ou par l'intégration de nombreux projets de raccordements biométhane, ou prospects H2 & CO2 en cours d'études.

Résolument tournés vers la préparation de l'avenir et la conservation d'un rôle assurantiel clé dans la sécurité énergétique du pays, nous souhaitons voir cet ancrage territorial conservé pour les activités techniques et commerciales de GRTgaz en lien avec les attentes induites par les besoins de décarbonation de ses clients industriels.

Enfin, l'un de nos derniers points de vigilance sur cette consultation sera de nous assurer que tous les clients de GRTgaz participent équitablement à maintenir des installations gazières fonctionnelles en toute sécurité et une réelle disponibilité de fonctionnement. Nous militons pour que les opérateurs français d'infrastructures gazières (réseaux, stockages, terminaux) ne se concurrencent pas entre eux et que leur régulation favorise, via leurs tarifs, une couverture réelle de leurs coûts avec une fiscalité incitative de leurs projets innovants pour réussir le modèle français d'une transition énergétique bas carbone équilibrée et abordable.

Pour la CFE-CGC Énergies, relever l'ensemble de ces défis supposera donc de conserver suffisamment de marges de manoeuvre à GRTgaz et à ses salariés pour préparer cet avenir tout en continuant à investir suffisamment pour maintenir et assurer la fiabilité, la sécurité, la performance et la disponibilité de ses installations industrielles (inspection et réhabilitation des canalisations, entretien et révision des compresseurs, renouvellement des actifs obsolètes...).

Préparer l'avenir supposera aussi pour GRTgaz de continuer d'investir suffisamment dans la R&D (Rice), dans l'innovation (interne comme externe), dans la formation et la data pour innover dans les nouveaux impératifs (Sûreté, Cybersécurité, IA), mais aussi d'innover dans les projets pilotes avec des partenaires externes pour soutenir le tissu industriel territorial, réussir l'immense gageure d'assurer la transmission des savoirs gaziers et le renouvellement des compétences clés. Cela supposera donc des moyens humains et des enveloppes d'OPEX raisonnablement ambitieuses.

Donner à GRTgaz les moyens réels de relever tous ces défis, c'est pour la CFE-CGC Énergies choisir d'investir positivement et efficacement pour continuer de promouvoir les usages du gaz tout en évitant les effets pervers qui pourraient privilégier à court terme des investissements faciles (peu coûteux) au détriment de vrais besoins (plus onéreux).

En clair, une hausse relative et maîtrisée de l'ATRT8 nous apparaît inévitable tout comme une régulation incitative (y compris sur la R&D, l'innovation et la formation) devra proscrire toute logique punitive pour privilégier la réussite collective des défis face au mur énergétique qui nous attend.

Nous revendiquons par conséquent une trajectoire de charges d'exploitation (OPEX) et de dépenses d'investissements (CAPEX) qui s'inscrive dans une vraie vision industrielle de long terme pour un cadre tarifaire qui donne confiance en la pérennité et l'utilité de GRTgaz et qui donne envie à ses salariés de continuer de s'y investir avec fierté !

Au-delà de ces principes généraux que la CFE-CGC Énergies a tenu à rappeler en préambule, la consultation publique que vos services ont lancée le 26 juillet 2023 dernier appelle de notre part les remarques suivantes :

D'une part, de manière générale, l'audit des charges d'exploitation nous apparaît extrêmement plus sévère que lors de la précédente consultation ATRT7. En effet, nous notons que lors de la consultation de 2019, l'auditeur recommandait une réduction de 8 % alors que pour cette consultation, nous atteignons d'emblée une demande de réduction de plus de 20 % ! La CFE-CGC Énergies s'en étonne et considère qu'il n'y a pas lieu de surenchérir, sachant que les réponses de l'auditeur aux remarques de GRTgaz sont parfois « étonnantes » :

- Tout d'abord, le traitement réservé aux charges de personnel a retenu toute notre attention. Nous constatons que la CRE prévoit de raboter cette enveloppe de 179 M€ soit -9,5 %. Certes ceci est un peu moindre que les « conclusions » de l'auditeur, qui préconisait -11 %. Pour autant, nous nous inscrivons en faux face à un tel rabotage et surtout aux hypothèses annoncées.

Pour nous, les variations d'effectifs doivent être intégralement prises en compte dans le futur tarif, tout comme les augmentations salariales liées à l'inflation réelle subie par l'ensemble des salariés depuis 2022. Il ne faudrait pas non plus que GRTgaz retarde l'embauche de salariés indispensables à ses activités, notamment pour les moyens dédiés aux projets de développement des gaz verts ni que les enveloppes salariales indispensables au maintien de l'attractivité de GRTgaz pâtissent d'un rabotage inique des charges de personnel.

Par ailleurs, les prévisions d'installation des postes d'injection de biométhane et le nombre de rebours à construire sont susceptibles de révision à la hausse en fonction de la prochaine programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Il semble pessimiste de penser qu'elles ne vont pas augmenter par rapport aux trajectoires actuelles. Dans ces conditions, GRTgaz se doit de disposer de la main-d'oeuvre formée et motivée pour mettre en oeuvre les objectifs ambitieux de gaz renouvelables 2030-2035 de la future PPE.

Enfin, sur le même thème, le traitement par l'auditeur du sujet du glissement vieillesse technicité (GVT) nous paraît pour le moins « étonnant ». Il est pourtant clair que le GVT des années à venir, avec la mise en oeuvre de la dernière réforme des retraites, qui est pour nous inique, n'aura rien à voir avec le GVT des années passées. Le report de l'âge légal de 2 ans et l'accélération de la réforme Touraine vont forcer de nombreux salariés de GRTgaz à rester plus longtemps en activité dans l'entreprise. Ce GVT+ va donc s'accroître, tandis que le GVT- sera bien moins important que précédemment constaté.

L'auditeur n'a visiblement pas voulu tenir compte de tous ces éléments, nous le déplorons et nous exigeons que l'ensemble des charges de personnel (engagements actuels et engagements futurs) soient intégralement couvertes.
- Dans un second temps, concernant les « charges » du système industriel, la CFE-CGC Énergies exprime sa forte inquiétude concernant la sous-évaluation flagrante du poste Overhaul des stations de compression. Le réseau de transport est en train de changer radicalement de fonctionnement avec des modifications majeures des schémas de flux français depuis la fin d'approvisionnement du gaz russe. Les compresseurs et les stations de compression de GRTgaz vont donc être soumis à un taux de fonctionnement de plus en plus important et en corollaire les coûts d'entretien - maintenance vont mécaniquement augmenter. Par ailleurs, comme beaucoup de prestations externalisées, les tarifs de maintenance ont eux aussi subi l'inflation galopante depuis 2022 avec une forte hausse des tarifs d'entretien & maintenance.

Sachant que les industriels avec lesquels GRTgaz contractualise sont des acteurs mondiaux, insensibles aux hypothèses « hors-sol » affichées par l'auditeur (notamment son taux de conversion de 1,16\$ pour 1€), il est évident que la disponibilité de ces compresseurs sera directement liée aux niveaux de prix des contrats souscrits. Si GRTgaz ne contractualise pas aux prix mondiaux du marché, il est fort à parier que la disponibilité et fiabilité des stations de compression ne se dégrade. Ici aussi en décidant de ne pas couvrir les vrais coûts réels, l'auditeur et la CRE exposent durablement l'entreprise, ses salariés et ses clients. La CFE-CGC Énergies exige donc que GRTgaz et ses salariés disposent des moyens nécessaires pour entretenir et maintenir son parc de stations de compression à un haut niveau de fiabilité.

- Enfin, concernant les trajectoires des « nouveaux besoins » (R&D Rice, cybersécurité SI, innovation) nous avons l'impression que l'auditeur a cherché à appliquer des baisses d'enveloppe « théoriques » sans jamais parvenir ni à les justifier, ni à les benchmarker. Nous sommes donc plus que dubitatifs sur les trajectoires proposées.

CSE et OS Teréga

Mme Emmanuelle Wargon,

Le conflit russo-ukrainien a démontré le caractère stratégique incontournable des infrastructures de stockage et de transport de gaz naturel, en matière de sécurité énergétique de la France et plus généralement de l'Europe occidentale. Face à cette menace inattendue mettant en péril l'approvisionnement en énergie de l'Europe, les gestionnaires d'infrastructures ont su répondre à toutes les demandes, s'adapter sur les plans techniques et commerciaux, grâce à la souplesse de leur outil industriel, et par le savoir-faire de leurs personnels.

Pour cette raison, l'enjeu de la détermination des prochains tarifs ne doit pas se limiter à une prévision de baisse de consommation de gaz naturel qui deviendrait l'alpha et l'oméga de la gestion des infrastructures. Ainsi les préconisations issues des CP ATRT8 et ATS3 ne prennent pas suffisamment en compte les enseignements de l'actualité tragique, le risque géopolitique et les inévitables nouvelles crises des décennies à venir. Il est donc indispensable de donner aux gestionnaires d'infrastructures les moyens financiers et humains de maintenir les capacités d'un réseau de transport sécurisé et diversifié ainsi que des stockages dotés de réserves suffisantes afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du territoire.

Le contexte actuel est aussi marqué par l'émergence des énergies vertes qui ne se substitueront au gaz naturel d'origine fossile que très progressivement et moyennant des investissements conséquents. A ce titre, la gestion du biométhane au travers des postes d'injection, toujours plus nombreux, et des postes de rebours qui émergent avec les prochains tarifs, doit être considérée comme cruciale. Ce n'est pas un centre de coûts quelconque à réduire.

Enfin, les ruptures technologiques (SI) et l'émergence de nouvelles filières gazières (CO2 et H2) vont influencer sur le périmètre des prochains tarifs. Il est impératif que Teréga, acteur important du tissu industriel local mais tantôt en concurrence tantôt en collaboration avec ses homologues européens, puisse prendre sa pleine part - notamment au niveau des études de R&I dans la préparation du futur de l'industrie gazière.

Partie 1 : commentaires sur les rapports d'audit

Frais de personnel : les OS et le CSE de Teréga constatent avec étonnement des retraitements en masse de la part de l'auditeur ORCOM H3P qui conduisent à des trajectoires ATRT8 et ATS3 qui démarrent en 2024 en dessous du dernier réalisé connu (2022) actualisé de l'inflation. Les OS et le CSE de Teréga ne comprennent pas comment un tel effort peut légitimement être demandé par la CRE ou son consultant. Quelle crédibilité apporter à ces préconisations délétères ? Le modèle social de l'entreprise est ainsi directement attaqué sur plusieurs fronts, créant un problème d'acceptabilité et un risque social forts. Les OS s'interrogent sur la volonté réelle de la CRE de remettre en cause les socles sociaux des entreprises du secteur gazier dont Teréga n'est qu'un représentant minoritaire.

- Les ETP supplémentaires demandés sont retraités massivement, vraisemblablement par manque de compréhension lors de l'audit (2 validations sur 11 page 87 du rapport transport) alors qu'ils sont nécessaires à la bonne marche de l'entreprise dans les 4 ans à venir et correspondent aux évolutions proches constatées de nos activités.
- Les augmentations de salaire (AG pour Augmentations Générales et AI pour Augmentations Individuelles) recommandées par l'auditeur ne couvrent pas l'inflation prévisionnelle, ce qui indique que la CRE recommande explicitement de rogner sur le pouvoir d'achat des salariés de Teréga. "Pour les augmentations générales nous retenons 50 % de l'inflation N" (page 87 rapport transport). Dans quel but ? Le risque social afférent majeur a-t-il été mesuré ?
- L'intéressement et la participation, au mépris total du cadre légal et des accords d'entreprise en vigueur, font également l'objet de réductions des demandes. Les lois et les accords d'entreprise déjà signés par les OS de Teréga ne peuvent pas être dégradés de la sorte. La logique de l'auditeur de plafonnement des montants en pourcentage de la masse salariale est à ce titre hautement contestable (page 90 rapport transport).

Le risque de casse sociale associé à de telles recommandations doit être pris en considération par la CRE. Les OS et le CSE de Teréga rappellent que lors des récents mouvements de grève liés aux salaires et au pouvoir d'achat des salariés du monde de l'énergie, il n'y a pas eu de dégradation du service au périmètre de Teréga. Avec de telles coupes franches, cette fiabilité historique n'est en rien assurée.

Coûts d'exploitation et de maintenance : les OS et le CSE de Teréga constatent avec effarement, en particulier concernant le transport, que les frais d'exploitation et de maintenance du réseau font également l'objet de retraitements importants qui conduisent à une trajectoire ATRT8 qui démarre en 2024 en dessous du dernier réalisé connu (2022) actualisé de l'inflation. Comment la CRE peut-elle justifier un tel coup de rabet sur des dépenses vitales, nécessaires au bon fonctionnement et au maintien des infrastructures de Teréga ? Ces infrastructures contribuent au bon fonctionnement de la TRF et aux obligations de service public du GRT de gaz naturel. Ci-dessous quelques exemples marquants de postes de dépenses ajustés par l'auditeur ORCOM H3P :

- la maintenance préventive transport attaquée sous l'angle statistique, avec utilisation de moyennes jugées pertinentes par ORCOM H3P sur des bases techniques plus que légères (page 38 du rapport transport) ;
- le gros entretien préventif d'une machine de compression à Lussagnet dont les intervalles de maintenance ont déjà été allongés (page 31 du rapport stockage) ;
- les engagements pris au stockage envers les régies utilisatrices de la nappe phréatique liée au site de Lussagnet (page 53 du rapport stockage).

Les OS ainsi que le CSE de Teréga contestent vigoureusement cette destruction organisée de l'outil industriel, dont les hypothétiques bénéfiques à court terme pour le tarif sont en réalité mortifères sur le long terme pour le système gazier dans son ensemble. Cette approche comptable ne paraît pas cohérente avec les conclusions du rapport de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières qui indiquent que la plupart des infrastructures existantes seront encore nécessaires en 2050. Leur maintien en conditions opérationnelles ne peut pas faire l'objet d'une chasse aux coûts déraisonnable.

Pour en prendre la pleine mesure, un parallèle peut être fait avec l'indisponibilité d'une partie du parc nucléaire français à l'hiver dernier justement lié à une politique de l'économie à tout va dans la maintenance des outils industriels. Les décisions d'aujourd'hui sur nos infrastructures ne doivent pas conduire à une situation analogue dans quelques années.

Partie 2 : réponses des OS et du CSE de Teréga aux questions des Consultations Publiques ATRT8 et ATS3

- Questions 4/5 TR et ST (CMPC) 29 TR et 24 ST (indexation de la BAR) 30/31 TR et 25/26 ST (méthode d'amortissement des actifs) : ces mesures ont des conséquences majeures sur les niveaux de revenus autorisés perçus par Teréga sur les prochains tarifs et au-delà. Il s'agit d'une rupture brutale du cadre de régulation, un cocktail de mesures d'urgence qui ne se justifient pas dans le contexte actuel. Il convient de préparer le futur sereinement en limitant les incertitudes autant que possible. Les OS et le CSE de Teréga demandent à ce que la réalité économique d'un acteur indépendant de toute EVI comme Teréga soit prise en compte. La stabilité des conditions réglementaires et financières doit prévaloir afin de pouvoir tenir -et le cas échéant ajuster- les engagements de long terme relatifs à l'endettement notamment. La pérennité et la viabilité de Teréga dépendent directement des impacts de ces différentes mesures, qu'il est difficile de mesurer à ce stade. Les OS et le CSE demandent solennellement à la CRE la plus grande prudence vis-à-vis de l'application concomitante de ces évolutions.
- Questions 35 TR et 23/30 ST R&I : le CSE et les OS de Teréga constatent que les dépenses R&I font l'objet de suppressions massives (-50% en moyenne sur l'ATRT8 et -60% sur l'ATS3). Des thématiques aussi prégnantes que la cybersécurité, la santé et la sécurité au travail, font partie des sujets centraux que la CRE ne reconnaît pas. En plus de ces thématiques régaliennes pour les représentants du personnel, les études de projet d'infrastructures futurs sont également intégralement supprimées. Cela revient à priver Teréga des moyens légitimes nécessaires à la préparation de son avenir et à entraver sa capacité à participer à des travaux où tous ses homologues sont par ailleurs présents.
- Questions 36/37 TR et 32 ST niveaux de charges :
 - d'une part, les niveaux d'OPEX préconisés par la CRE dits "borne basse" ne sont absolument pas soutenables. Une telle diminution des dépenses mettrait immanquablement à mal la réalisation des activités fondamentales de Teréga, comme détaillé dans la partie 1 de ce courrier. Les

risques de casse sociale et industrielle associés à ces préconisations sont évidents et questionnent la pertinence d'une telle trajectoire.

- d'autre part, étant donné la multiplicité des mesures envisagées (désindexation de la BAR sur l'inflation, accélération des amortissements, CMPC intégrant l'inflation) ayant un impact sur les charges de capital, les chiffres présentés par la CRE mixant différentes options, les OS et le CSE de Teréga ne sont pas en mesure d'apprécier la pertinence des trajectoires proposées. Les OS demandent solennellement à la CRE la plus grande prudence vis-à-vis de l'application concomitante de ces évolutions ainsi qu'une plus grande transparence sur l'impact de chaque évolution étudiée. Le niveau global de revenu autorisé paraît dangereusement bas alors même que :
 - les sollicitations et les périmètres d'action des opérateurs d'infrastructures gazières n'ont fait que croître ces dernières années, à l'aune des crises successives ;
 - le besoin des infrastructures existantes est confirmé par la CRE jusqu'à l'horizon 2050 ; les benchmarks européens donnés par l'auditeur ORCOM H3P montrent de façon univoque que Teréga est déjà un opérateur modèle en termes d'efficacité (cf page 117 du rapport transport et page 114 du rapport stockage) ;
 - au stockage, la bonne valorisation des produits de Teréga et de son outil industriel de Lussagnet permet de soulager fortement les factures du consommateur final.Peut-on raisonnablement faire plus avec nettement moins ? La CRE ne doit pas céder à la tentation du rabaillage systématique des charges de Teréga en vue de compenser le choc d'une hausse tarifaire causée par un ensemble de mesures inutilement disruptives.

Pour conclure, la pérennité économique et sociale de Teréga, son ancrage territorial dans le grand sud-ouest, sont les préoccupations majeures du CSE et des OS de l'entreprise. Ces dimensions sont hélas mises à mal par les orientations prises par la CRE.

Notre capacité à opérer les infrastructures gazières sans compromettre la sécurité des biens et des personnes et la sécurité d'approvisionnement dépend de la délibération de la CRE.

Tout manquement ou toute défaillance sur notre réseau qui seraient dûs à l'incapacité de Teréga à effectuer les investissements nécessaires en termes de développement ou de maintenance seraient donc de l'entière responsabilité de la CRE, dans un moment où la disponibilité et la sécurité de nos infrastructures est cruciale au vu du contexte géopolitique actuel.

Les OS et le CSE de Teréga souhaitent attirer l'attention de la CRE sur la non soutenabilité à court terme des trajectoires tarifaires présentées dans les CP ATRT8 et ATS3. Une meilleure stabilité du cadre de régulation doit être visée. Des ajustements sont nécessaires pour répondre aux enjeux du moment et permettre de préparer sereinement l'avenir. Adresser autant de modifications profondes sur un pas de temps si court, alors que l'urgence n'est pas de mise, pose question et présente un risque fort de casse sociale et industrielle. Les opérateurs d'infrastructure n'ont pas à faire les frais d'un cocktail mal dosé d'évolutions qui créerait un choc tarifaire à la hausse.

Il apparaît donc urgent de sortir des concepts théoriques et de prendre en compte les principes de réalité qui s'imposent. Les OS et le CSE de Teréga tirent la sonnette d'alarme pour que

- Une position soutenable soit trouvée en vue des prochains tarifs ATRT8/ATS3
- Les discussions se poursuivent sur le long terme, en toute transparence, entre les opérateurs d'infrastructures et la CRE, pour construire un cadre tarifaire durable et résilient.

Hélène Séguis

Secrétaire du CSE Teréga

European Federation of Energy Traders

The European Federation of Energy Traders (EFET1) appreciates the opportunity to present our views on the tariff structures for use of the French gas transmission networks for the regulatory period 2024-2027 (ATRT 8), as consulted by CRE.

We thank CRE for making this consultation once again available in English.

We also thank CRE for considering² our input submitted following the ad hoc workshop of 05 May 2023³ regarding the high increases of entry IP tariffs compared to the PITTM ones observed in the tariff forecasts under all three flow scenarios. The reduction of this difference to 5% (from 11%) is in line with our request to the NRA for the equal treatment of all entry points of gas into the transmission network with a view to preventing potential cross-subsidisations. Our detailed points focus on our historic concern over the point-to-point distance calculation methodology used by CRE, as well as on the proposals for mitigating the year-on-year increase in the capacity transport tariffs on the baseline, and the recovery of congestion charges.

1. Comments on the tariff methodology

1.1 The point-to-point approach does not apply to an entry-exit system

The cost allocation methodology proposed by CRE for the calculation of transmission tariffs at both domestic and IP exit points in France relies on distance and capacity as the main drivers. However, this methodology is based on distances derived from pre-determined flow scenarios using a point-to-point approach. It also entails different approaches to determine the flow scenarios, and thus the relevant distances, for cross-border and domestic exit points. On a general note, we believe that the point-to-point approach to the definition of import/ export routes does not reflect the main characteristics of an entry-exit system with a liquid hub, as is the case for France. In fact, the concept of “transit routes” is no longer relevant, as gas consumed domestically or exported to other markets can be traded, exchanged and/ or sourced at the hub. This gas may have originated from any of the entry points in the system. Hence, gas sold to the domestic market or exiting France can be supplied via the hub and may originate from any source depending on the price signal of adjacent markets and/ or LNG, which vary daily.

1.2 The proposed methodology is discriminatory for crossborder flows EFET notes that the calculation of the relevant distances for cross-border and domestic exit points, as proposed by CRE, lacks transparency. Specifically, for cross-border exit points the consultation document implies that the flow scenarios consider the closest IP entry point or PITTM, provided there is available capacity, with the exception of entry point Obergailbach for exit point Oltingue and the exception of entry point Virtualys for exit point Obergailbach. Nonetheless, annex 6 of the consultation pack demonstrates that CRE does not always rely on the closest entry point to determine distances for the cross-border exit points. As a result, distances for cross-border exit points are significantly higher than the ones calculated for domestic exit points (from the closest entry point).

Ultimately, we do not agree with the exclusion by CRE of certain entry points for the crossborder exit points (e.g., entry point Obergailbach for exit point Oltingue and entry point Virtualys for exit point Obergailbach) on the basis of its own economic assessment which seemingly does not factor in the presence of a hub, future market dynamics, market spreads and shippers’ logistic portfolios.

As a result, by calculating distances differently between cross-border and domestic exit points, and by setting significantly higher tariffs for the cross-border exit points, compared to the domestic exit points, the methodology allocates a disproportionate amount of system costs to the consumers of adjacent markets. It therefore creates a discrimination towards the latter, while, at the same time, distorts cross-border trade.

1.3 Recommendations for adjustment of the point-to-point Approach

To assess the cost-reflectivity of additional cost drivers and of the RPM, recital 3 and article 26(1)(a)(v) NC TAR requires a comparison of the RPM with the CWD reference methodology. We note that, according to the standard implementation of article 8 NC TAR, the distance for each entry point is calculated as the capacity-weighted distance between the entry point and all network exit points. Conversely, for each exit point, the distance is determined as the capacity-weighted distance between all network entry points and the exit point. As Member States with a transmission network similar to the French one, like Belgium, have enforced CWD methodologies with entry-exit splits, we believe that CRE should follow suit to address the issues described above, and abandon the point-to-point approach to the definition of import/ export routes.

However, if CRE decides to maintain the existing point-to-point approach in the calculation of distances, we consider of utmost importance to implement the following adjustments to partially address the distortions indicated in previous sub-sections:

1. Remove the exclusion of some entry points to calculate distance for crossborder exit points, as this is based on assumptions that might prove to be wrong.
2. Determine the relevant flow scenarios by calculating distances for exit points prorating the capacities of their nearest entry points among both domestic and cross-border exit points.

2. Other points

2.1 Options to mitigate the tariff increase

We take note of the measures presented by CRE to address the 20% tariff increase expected on average between 2023 and 2024, given the forecast costs of the French TSOs for the next regulatory period owing to residual investment needs for the integration of biomethane and an OPEX cost increase. EFET welcomes any effort to minimise the tariff increase from one regulatory period to the other.

However, we note that all three options proposed by CRE in the consulted text prospectively bear the risk of a substantial longer-term impact on the level of tariffs beyond the next regulatory period and until 2030. Any solution to mitigate the tariff increase should be aligned with certain regulatory predictability and stability to the system, which is also necessary for the hub liquidity. Therefore, any changes should be progressive and preferably implemented strictly after an impact assessment.

2.2 Recovery of congestion charges

We take note of the proposal of GRTgaz to return to shippers the revenues from congestion on a shorter cycle. As EFET, we are nonetheless in favour of the recovery of these revenues through the CRCP, as is currently the case, i.e., recovery from the entire system instead of by selecting groups of users.

Université de Pau et des pays de l'Adour

Madame la Présidente,

L'Université de Pau et des Pays de l'Adour (UPPA) souhaite apporter une contribution à la consultation publique soumise par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) au sujet des évolutions envisagées dans les futurs tarifs des infrastructures de transport (ATRT8) et de stockage (ATS3) de gaz applicables pour la période 2024-2027.

L'UPPA fait partie des dix-sept universités d'excellence au niveau national avec la pérennisation en mars 2022 du label I-SITE (Initiative – Sciences, Innovation, Territoires, Économie) pour son projet « Solutions pour l'Énergie et l'Environnement ». Cette reconnaissance a été obtenue en mettant en valeur plus particulièrement la convergence public-privé au travers des partenariats intenses que l'université a su mettre en place au fil du temps avec les acteurs du monde socio-économique liés aux territoires des pays de l'Adour et bien au-delà. L'UPPA s'inscrit pleinement dans la thématique de la transition énergétique et environnementale en synergie avec ses partenaires industriels, académiques et de concert avec les collectivités territoriales. La pérennisation du label par un jury international assoit la position de l'université comme un leader à l'échelle internationale sur les thématiques « énergie et environnement ». Ces forces complémentaires de R&D privées associées à celles du consortium académique, ont, sur ces thématiques communes, un effet levier déterminant en recherche et innovation au niveau international.

TERÉGA a été parmi les premières entreprises à s'engager à être un accélérateur de la transition énergétique aux plans territorial, régional et national. L'entreprise s'engage de plus en plus dans l'accompagnement de nouvelles solutions pour s'inscrire dans le monde bas carbone de demain, en particulier avec le développement du biométhane et des gaz renouvelables comme l'hydrogène notamment, mais également à travers son implication dans la valorisation du CO2 ou de son stockage.

Déjà, en mars 2016, TERÉGA et l'UPPA s'étaient associés au travers de la signature d'un accord-cadre de coopération dans le but de renforcer leur collaboration en matière de recherche et d'innovation sur des thématiques en lien avec la caractérisation bio-physico-chimique des stockages, notamment en vue d'y accepter des nouveaux gaz tels que le biométhane. En 2023, cet accord-cadre est renouvelé à l'aune d'une collaboration qui s'est fortement enrichie. En effet, le partenariat avec TERÉGA se traduit par un investissement de la société pour des projets de recherche et d'innovation de plus d'1,2 million d'euros (hors masse salariale des chercheurs permanents) sur les 4 dernières années. TERÉGA fait partie des 5 entreprises avec lesquelles l'UPPA a le plus collaboré sur cette période avec près de 20 contrats de collaboration signés.

On relève des actions fortes comme la création en 2021 du laboratoire commun SENG (Stockage des Énergies Gaz en Aquifère). Inscrit dans la durée, ce laboratoire commun est un lieu d'échanges privilégiés sur le stockage géologique des gaz décarbonés à travers la mutualisation du savoir-faire scientifique de l'UPPA et de l'expertise de TERÉGA. Il regroupe des chercheurs de différents laboratoires de l'UPPA issus de disciplines diverses comme les procédés, la chimie analytique, la physique des fluides, la géologie ou encore la microbiologie permettant l'accès à des compétences complémentaires. L'objectif est de fournir des clés de compréhension et développer à terme des solutions pour une gestion optimale des gaz décarbonés et de leur stockage. Ce laboratoire commun permet la mise en oeuvre de recherches à portée internationale et également le transfert des innovations sur le

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

marché. La participation active de TERÉGA à la chaire de recherche MOVE (MObility evolution towards sustainable deVelopmEnt) dédiée aux aspects juridiques des mobilités durables est également un fait marquant.

L'ensemble des projets entre TERÉGA et l'UPPA s'inscrit dans long terme et implique différents acteurs au sein de plusieurs laboratoires : le laboratoire des fluides complexes et leurs réservoirs (LFCR, UMR 5150 Mixte CNRS – TOTAL ENERGIES – UPPA), l'institut des sciences analytiques et de physicochimie pour l'environnement et les matériaux (IPREM, UMR CNRS – UPPA 5254), le laboratoire de thermique, énergétique et procédés (LaTEP, UR 1932), le laboratoire Transition énergétique et environnementale (TREE, UMR CNRS – UPPA 6031). L'ensemble de ces actions s'inscrivent dans l'institut Carnot ISIFoR, dédié aux géo-ressources, piloté par l'UPPA depuis 2011. Par ailleurs TERÉGA est investi dans des actions de formation au sein, notamment, de notre école d'ingénieurs ENSGTI dédiée à l'énergie et aux procédés, et du Master Géoennergies. Il est également important de noter l'engagement de TERÉGA dans l'alliance européenne UNITA dont l'UPPA est membre fondateur, un consortium qui préfigure la création d'une université européenne et qui associe aujourd'hui dix établissements d'enseignement supérieur et de recherche au niveau européen. TERÉGA a soutenu par une présence constante cette initiative qui reflète la dimension internationale du site.

L'UPPA compte donc vivement sur l'implication de TERÉGA, un partenaire important pour atteindre les ambitions décrites dans son projet d'établissement, notamment autour de la convergence public-privé, et pour atteindre ses ambitions à échéance 2030 et continuer d'attirer sur le territoire des scientifiques et des étudiants de très haut niveau, profitant à l'ensemble des acteurs du territoire.

Nous souhaitons ainsi vous faire part de notre vive inquiétude dans le cas où les propositions formulées dans la consultation publique venaient à être confirmées dans la délibération. Nous indiquons en particulier que la baisse des revenus annuels autorisés de TERÉGA aurait mécaniquement des répercussions fortes sur l'investissement de TERÉGA en matière de recherche et d'innovation vers l'UPPA. Ces financements sont absolument nécessaires pour permettre à l'UPPA d'atteindre ses ambitions de rester une université d'excellence dans les domaines de l'Energie et de l'Environnement, et pour permettre également à TERÉGA d'être un accélérateur de la transition énergétique.

En conclusion, madame la Présidente, nous exprimons nos vives inquiétudes quant aux conséquences économiques et sociales de vos propositions portant sur la régulation des infrastructures et des stockages.

Je vous prie d'agréer, madame la Présidente, l'expression de ma considération distinguée.

Laurent Bordes

1 particulier

Note préalable : mon propos se veut le plus objectif possible dans la mesure où il s'agit de concilier les intérêts de toutes les parties prenantes (opérateurs, actionnaires, consommateurs) tout en maximisant le surplus global.

Methasynergie

Bonjour,

Je dépose la contribution ci-jointe au nom du collectif Metha'Synergie, collectif de soutien au développement de la méthanisation en région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Métha'Synergie, c'est la réunion de l'ensemble des acteurs institutionnels et professionnels de la filière méthanisation.

Son rôle : promouvoir, accompagner et dynamiser la filière sur le territoire.

En vous en souhaitant bonne réception,

Claire Le Berre, pour Métha'Synergie

Oxera Consulting LLP

Madame, Monsieur,

Je vous prie de bien vouloir trouver ci-jointe notre contribution à la consultation n° 2023-07, rédigée au nom d'Oxera Consulting LLP pour le compte de Teréga (comme nous l'indiquons par ailleurs dans notre contribution).

Nous vous en souhaitons bonne réception et bonne lecture.

Bien cordialement,
Hugo Talbot, pour la société Oxera Consulting LLP

CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE

Question 1 : Partagez-vous les conclusions du bilan du cadre de régulation fait par la CRE ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

UNIDEN

Oui

L'UNIDEN partage les objectifs avancés par la CRE :

1. inciter les gestionnaires d'infrastructures à maîtriser leurs coûts pour limiter l'impact des tarifs d'infrastructures sur le consommateur final ;
2. permettre aux opérateurs de financer les investissements dans les infrastructures ;
3. viser un haut niveau de qualité de service et d'alimentation.

En particulier, l'UNIDEN souhaite insister sur les enjeux économiques : le contexte actuel des prix du gaz naturel en Europe a créé depuis fin 2021 un différentiel de compétitivité très important avec les Etats-Unis et l'Asie pour nombre d'industriels énérgo-et/ou gazo-intensifs.

Ainsi, la maîtrise des coûts des gestionnaires d'infrastructures nous semble être un point fondamental afin de préserver le tissu industriel français et ainsi ne pas venir réduire davantage l'assiette de souscription qui finance le réseau de gaz naturel

Ce point est d'autant plus fondamental que les industriels français vont devoir fournir un effort de décarbonation considérable dans les années à venir. Aussi, l'UNIDEN demande à ce que le tarif de réseau intègre à l'avenir une incitation à la décarbonation, à l'instar de l'abattement TURPE qui est un outil fondamental pour la compétitivité de l'industrie électro-intensive et dont le bénéfice est notamment subordonné à la mise en place d'un plan de performance énergétique par l'industriel bénéficiaire.

CLEEE

Oui

Le CLEEE partage l'avis de la CRE sur la maîtrise impérative des coûts des infrastructures énergétiques sur le long terme, eu égard à la baisse prévisible des consommations à venir et à l'inflation des nombreuses composantes de coût venant grever le prix du gaz en France. Le CLEEE partage également la poursuite de la régulation incitative sur la qualité de service attendue du gestionnaire de réseau. Le CLEEE demande en revanche une extrême vigilance dans la fixation des CMPC et des Taux de rémunération de la BAR afin qu'elles ne soient pas source d'inflation trop forte des coûts à porter par les consommateurs. A ce titre le CLEEE est **réservé** sur la proposition de la CRE de faire évoluer la méthode de calcul du CMPC pour prendre en compte la forte remontée des taux récente, dans la mesure où cela pourrait avoir pour effet d'augmenter le niveau du CMPC de manière trop importante à court terme et donc les coûts d'acheminement sur un futur immédiat.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ considère que le cadre de régulation qui incite les gestionnaires d'infrastructures à maîtriser leurs coûts, à améliorer la qualité des services rendus, financer les investissements nécessaires, tout en s'engageant dans la révolution numérique et dans le développement des gaz renouvelables a donné pleinement satisfaction.

France Gaz

Oui

France Gaz partage globalement les conclusions de la CRE quant au bilan du cadre de régulation, qui a montré son efficacité en permettant aux utilisateurs des infrastructures gazières de bénéficier d'un très bon niveau de

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

qualité de service et d'une facture d'accès aux réseaux maîtrisée tout en donnant aux opérateurs d'infrastructures les moyens nécessaires pour investir et innover. Néanmoins, compte tenu du retour d'expérience de la période 2020-2023, les mécanismes d'apurement des charges inscrites au CRCP doivent être améliorés.

AAMF

Sans avis

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Oui

SEFE MT share the conclusion of the regulatory framework review detailed by CRE.

EDF

Oui

EDF juge que le cadre tarifaire mis en œuvre par la CRE a permis d'atteindre les trois principaux objectifs mentionnés. En particulier, il a permis la réalisation d'investissements importants pour améliorer la sécurité d'approvisionnement, la liquidité du marché et la fluidité du système gazier de transport.

Cependant, le contexte énergétique est en pleine évolution et il est urgent de réduire fortement la consommation de gaz fossile pour répondre à la fois aux objectifs de neutralité carbone et de souveraineté énergétique. Ainsi, pour les prochaines périodes tarifaires, le cadre de régulation des infrastructures gazières devra évoluer pour s'adapter à ce contexte de décroissance de l'activité tout en donnant les moyens aux opérateurs d'infrastructure d'atteindre les objectifs fixés par les pouvoirs publics de développement de gaz renouvelables et d'exploiter et maintenir les infrastructures dans des conditions satisfaisantes. Le futur cadre de régulation devra s'attacher à, non seulement, contenir la hausse des coûts unitaire mais aussi fournir les bonnes incitations aux opérateurs d'infrastructures gazières afin que des actifs pas ou peu utilisés ne soient pas maintenus artificiellement en activité. De même, il est indispensable d'accompagner ces opérateurs pour mettre en œuvre une politique sociale appropriée.

ENGIE

Oui

ENGIE partage les conclusions de la CRE sur le bilan positif du cadre de régulation, qui a permis de maîtriser efficacement les coûts au bénéfice du client final, de réaliser les investissements nécessaires à la bonne marche du réseau et à son exploitation dans de bonnes conditions de fiabilité et de sécurité industrielle.

Eni S.p.A.

Sans avis

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF partage les conclusions de la CRE. Le cadre réglementaire mis en place qui incite les gestionnaires d'infrastructures à maîtriser leurs coûts, à améliorer la qualité des services rendus et à financer les investissements nécessaires, a donné pleinement satisfaction.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP partage les conclusions de la CRE. Le cadre réglementaire mis en place qui incite les gestionnaires d'infrastructures à maîtriser leurs coûts, à améliorer la qualité des services rendus et à financer les investissements nécessaires, a donné pleinement satisfaction.

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

Enedis partage le constat que le cadre de régulation tarifaire doit garantir une rémunération raisonnable du capital investi qui permette de financer les actifs régulés, tout en donnant un juste signal à l'investissement pour la transition écologique.

Par ailleurs, Enedis nuance le propos selon lequel le cadre de régulation s'est montré très résilient face aux deux crises majeures traversées, crise sanitaire et crise des prix de l'énergie. D'une part, tous les effets de la crise sanitaire ne lui ont pas encore été couverts. D'autre part, la crise des prix de l'énergie va porter à conséquence sur les quatre années de la période tarifaire suivante, faute de dispositif permettant d'en apurer les conséquences sur la période en cours.

GRDF**Sans avis**

GRDF partage le fait que le cadre de régulation, désormais en grande partie harmonisé entre opérateurs, est une garantie de stabilité pour les acteurs du marché et a permis de répondre efficacement à certaines crises ponctuelles, notamment celle du COVID en 2020.

GRDF se félicite notamment de la position de la CRE selon laquelle « *Le cadre de régulation tarifaire doit garantir une rémunération raisonnable du capital investi qui permette de financer les actifs régulés, tout en donnant un juste signal à l'investissement pour la transition énergétique et le maintien en activité des installations. A ce titre, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres cohérente avec le niveau de risque associé à des actifs comparables* ». Compte tenu du contexte, il s'agit là en effet d'un enjeu majeur de la prochaine période tarifaire pour l'ensemble des opérateurs d'infrastructure.

Toutefois, GRDF note que dans le contexte des deux dernières années, le cadre tarifaire actuel a montré certaines limites dans un contexte du monde de l'énergie en profonde mutation : instabilité réglementaire, émergence rapide des gaz verts, crise économique et retour de l'inflation etc... et il en résulte des écarts importants pour les opérateurs entre les tarifs définis il y a 4 ans et leurs coûts actuels. Or, le cadre en vigueur ne permet pas un apurement au fil de l'eau suffisant de ces écarts (CRCP), ce qui devient problématique lorsqu'il ne s'agit pas d'une crise ponctuelle mais d'une modification de tendance. La résilience du système est aujourd'hui questionnée, et nécessite des ajustements du cadre dès la prochaine période tarifaire pour permettre aux opérateurs de répondre aux exigences réglementaires croissantes et maintenir l'intérêt pour les acteurs du marché d'investir dans les infrastructures gazières, qui resteront indispensables à l'équilibre énergétique général du pays et joueront un rôle central dans la décarbonation au cours des prochaines décennies.

GRTgaz**Oui**

GRTgaz partage les conclusions présentées par la CRE concernant le bilan du cadre de régulation.

Dunkerque LNG**Sans avis****ELENGY****Sans avis****Autres acteurs****1 particulier****Oui**

Dans le cadre de la régulation d'un monopole naturel, limiter la hausse des charges au niveau efficace et efficient tout en préservant l'investissement est une priorité.

Les mécanismes en cause permettent globalement de considérer que le cadre de régulation actuel permet, hors circonstances exceptionnelles, de répondre aux exigences d'efficacité dont témoigne notamment les résultats de la qualité de service.

Néanmoins, le biais d'asymétrie d'information ne permet pas de dégager des conclusions plus larges auxquelles pourrait répondre une analyse plus fine des postes de coûts et de l'opportunité des investissements engagés.

Naturellement, il n'est pas possible pour le consommateur d'avoir ces informations qui peuvent relever pour partie du secret des affaires.

Question 2 : Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de quatre ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ? Partagez-vous l'avis de la CRE de reconduire la clause de rendez-vous à mi-période pour les charges d'exploitation ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Oui

Pas de remarque particulière sur ce point. Le CLEEE se range à l'avis de la CRE

UNIDEN

Oui

L'UNIDEN est favorable à durée de la période tarifaire de quatre ans. Par ailleurs, La clause de réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire ne devrait pouvoir être activée que si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATRT8 se trouvait modifié d'au moins 5 % (et non 1% comme dans l'ATRT7).

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ considère que l'exercice tarifaire auquel le régulateur et les opérateurs se livrent est un exercice relativement lourd. Une période de 4 ans pour l'ensemble des infrastructures nous semble adaptée et ne doit pas être remise en question, d'autant que la clause de rendez-vous à mi-période permet les ajustements nécessaires. Cette durée est suffisamment longue pour offrir à l'ensemble des parties prenantes une certaine stabilité tarifaire.

AAMF

Sans avis

France Gaz

Oui

France Gaz considère qu'une période tarifaire de quatre ans est adaptée pour donner un niveau de visibilité suffisant aux acteurs. Une clause de rendez-vous à mi-période pour les charges d'exploitation est pertinente pour tenir compte des évolutions de contexte réglementaire ne pouvant être anticipé lors de la fixation des tarifs.

SPEGNN

Oui

Le SPEGNN partage l'avis de la CRE sur ces différents points.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Sans avis

SEFE MT is in favour of a 4-year tariff period but believes that it could be interesting to introduce an early view of tariffs over a rolling 4-year period as explained on question 10. Indeed, there is a lack of visibility between two different tariff periods with the current method.

EDF

Oui

Une durée de 4 ans permet de donner de la visibilité et une stabilité juridique tout en étant adaptée à une vision industrielle. En outre, le maintien d'une clause de revoyure pour des aléas majeurs ou des évolutions significatives impactant les recettes ou les coûts des gestionnaires de réseau reste indispensable.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Oui

ENGIE partage l'avis de la CRE concernant le fait qu'une durée de quatre ans est appropriée, cette durée de quatre ans donne en effet de la visibilité aux opérateurs et aux expéditeurs. La clause de rendez-vous à mi-période introduite a montré tout son intérêt sur la période de l'ATRT7 puisqu'elle a permis d'intégrer l'impact dans le tarif de la très forte hausse des prix de l'énergie, conséquence de la guerre en Ukraine.

Il semble ainsi important de conserver la possibilité de faire évoluer le cadre tarifaire en cours de période en cas de bouleversements du contexte gazier européen (guerres, défaillance technique, ...).

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF considère qu'une période de 4 ans pour l'ensemble des infrastructures semble adaptée et ne devrait pas être remise en question, d'autant que la clause de rendez-vous à mi période permet les ajustements nécessaires.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP considère qu'une période de 4 ans pour l'ensemble des infrastructures semble adaptée et ne devrait pas être remise en question, d'autant que la clause de rendez-vous à mi période permet les ajustements nécessaires.

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

Enedis partage le constat de la CRE sur le caractère adapté d'une période tarifaire de quatre ans et de la reconduction d'une clause de rendez-vous.

GRDF

Oui

GRDF approuve le maintien d'une durée de 4 ans, commune aux différents opérateurs, avec clause de revoyure à mi-période, c'est un bon compromis entre le besoin de visibilité et de stabilité.

Dans le contexte actuel, avec les fortes incertitudes sur l'évolution des marchés du gaz et des réglementations, on peut toutefois s'interroger si une clause de revoyure ne devrait pas également être prévue en cas de dérive notable sur les recettes d'acheminement (évolutions du portefeuille clients, modification majeure des flux amont pour les GRT...). En effet, le chiffre d'affaires des opérateurs pourrait être impacté de plusieurs % par rapport à la trajectoire initiale, au-delà du plafond d'apurement du k, ce qui justifierait alors dans ce cas une revoyure de l'équilibre tarifaire à mi-période (indépendamment ou en complément d'un recalage des charges d'exploitation) pour éviter une dérive du CRCP sur les deux dernières années.

GRTgaz

Oui

GRTgaz est favorable au maintien de la durée actuelle de la période tarifaire et de la clause de rendez-vous à mi-période, sous réserve que la trajectoire de charges liée au respect des obligations résultant du nouveau règlement européen visant à réduire les émissions de méthane soit traitée à part, à titre exceptionnel (intégration d'une trajectoire prévisionnelle de CNE induites par l'application du règlement dans la trajectoire initiale de CNE ATRT8

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

suiwie d'une mise à jour de cette trajectoire en cours de période tarifaire à l'occasion de l'adoption du règlement, comme précisé dans la réponse à la question 15).

Dunkerque LNG

Sans avis

ELENGY

Oui

Elengy est favorable à une durée de quatre ans pour la période tarifaire ATRT8. Toutefois, une durée plus longue - avec mises à jour régulières- aurait peut-être permis d'offrir plus de visibilité aux parties prenantes (trajectoire d'investissements prévisionnelle long terme, souscriptions...), et ainsi d'anticiper et de lisser autant que possible les impacts d'événements potentiels sur le tarif suivant.

Autres acteurs**1 particulier**

Oui

La question de la durée de la période tarifaire suppose de répondre à la double exigence : prévisibilité pour l'opérateur (donc durée suffisamment longue) et adaptabilité aux évolutions (donc durée qui n'est pas excessivement longue). Du reste, la période de quatre ans répond à ces deux exigences.

La clause de rendez-vous pour les charges d'exploitation est un signal envoyé aux opérateurs qui les incite au réalisme des prévisions. Pour qu'elle acquiert sa pleine force effective, il faudrait idéalement préciser les conditions précises de son activation à des fins de prévisibilité pour l'opérateur et de « dissuasion effective » par l'autorité de régulation. La question reste de savoir si l'écart trop significatif par rapport à une trajectoire définie ex-ante relève d'une efficacité réelle (dans ce cas, l'activation de la clause de rendez-vous n'est pas utile) ou de trajectoires prévisionnelles trop élevées (auquel cas, la responsabilité sera également à rechercher du côté des auditeurs et du régulateur). La réponse n'est pas immédiate et peut-on l'espérer, cette clause doit rester virtuelle.

Question 3 : Avez-vous des remarques sur la méthode de détermination du revenu autorisé ?**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Non

Pas de remarque à ce stade sur la structure du revenu autorisé (RA = CNE + CCN + CRCP+INT+LIS)
Le CLEEE sera particulièrement vigilant sur la fixation du CMPC entrant dans la valorisation du CCN

UNIDEN

Non

Pas de remarques. Favorable au maintien du calcul de la rémunération des IEC sur le coût de la dette.

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

La méthode de détermination du revenu autorisé déjà en vigueur dans les précédents tarifs n'appelle pas de modifications pour l'ATRT8.

AAMF

Sans avis

France Gaz

Oui

France Gaz est globalement favorable à la méthode de détermination du revenu autorisé présentée par la CRE, à l'exception des modalités de prise en compte des immobilisations en cours (IEC). En effet, la rémunération des IEC au coût de la dette ne reflète pas la réalité de la structure de financement des opérateurs d'infrastructures. Il n'y a pas de raison économique que les investissements à cycle court soient traités de manière distincte des investissements à cycle long. France Gaz est favorable à ce que les IEC soient rémunérées au CMPC.

SPEGNN

Non

Le SPEGNN n'a pas de remarque sur la méthode de détermination du revenu autorisé.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Sans avis

EDF

Oui

EDF est favorable à la méthode de détermination du revenu autorisé à l'exception de la rémunération des immobilisations en cours (IEC). En effet, considérant la rémunération des IEC, EDF estime qu'elles devraient être rémunérées au même taux que la BAR, c'est-à-dire au CMPC. D'une part, il n'y a pas de raison économique que les investissements à cycle court soient traités de manière distincte des investissements à cycle long et, d'autre part, le taux sans risque n'est pas représentatif du coût des fonds mobilisés avant la mise en service d'une installation.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Oui

ENGIE considère qu'il est nécessaire de conserver une certaine stabilité de la méthode de détermination du revenu régulé et qu'il n'y a pas de raison évidente justifiant de changer de méthode. Celle-ci est par ailleurs très proche de celles en vigueur dans les régulations de beaucoup d'autres pays, notamment européens.

ENGIE rappelle cependant que les opérateurs ne financent pas différemment leurs immobilisations en cours de leurs immobilisations en service. ENGIE estime ainsi que la demande des opérateurs de les rémunérer au même taux que la BAR est justifiée. ENGIE considère également que l'entrée dans la BAR au 1er janvier de chaque année et non au fil des mises en service est préjudiciable aux opérateurs puisque pendant une période pouvant aller de quelques semaines à près d'un an les actifs tout juste mis en service sont rémunérés au seul coût de la dette.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF est favorable au maintien de la méthode de détermination du revenu autorisé déjà en vigueur pour l'établissement des précédents tarifs.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP est favorable au maintien de la méthode de détermination du revenu autorisé déjà en vigueur pour l'établissement des précédents tarifs.

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

Enedis partage la méthode de prise en compte des charges nettes d'exploitation dans le revenu autorisé.

Concernant les charges de capital normatives, Enedis partage l'argumentaire des opérateurs gaziers selon lequel les immobilisations en cours doivent être rémunérées au CMPC. En effet, le taux sans risque n'est pas représentatif du coût des fonds mobilisés pendant la période de construction des immobilisations.

GRDF

Non

GRDF n'a pas de remarque sur la méthode de détermination du revenu autorisé.

GRTgaz

Non

GRTgaz n'a pas de remarque sur la méthode de détermination du revenu autorisé.

Dunkerque LNG

Sans avis

ELENGY

Sans avis

Elengy n'a pas de remarques sur la méthode de détermination du revenu autorisé qui s'inscrit dans le cadre qui avait été défini au cours des derniers tarifs.

Autres acteurs**1 particulier**

Oui

Ce mécanisme qui reprend à la fois une incitation des charges tout en lissant le recouvrement des recettes et assure un taux de rémunération initiatif, est un équilibre qui matérialise analytiquement les exigences à concilier que porte le cadre de régulation actuel.

Néanmoins, une vision critique au regard d'un benchmark européen sur un historique suffisamment long pourrait évoquer des pistes d'amélioration. Concrètement, il s'agirait de reprendre les évolutions réglementaires des pays qui permettent de répondre à la fois aux exigences de soutenabilité tarifaire et de qualité de service satisfaisants.

Une simulation des modèles alternatifs dans le cadre d'équilibres tarifaires avec les données des opérateurs, dont l'autorité de régulation dispose et qui sont publiques du reste (précédentes délibérations de la CRE) permettra d'indiquer si le critère de soutenabilité tarifaire pourrait être amélioré à iso-niveau des investissements.

Question 4 : Êtes-vous favorable à un changement de méthode pour la fixation du coût moyen pondéré du capital, afin de mieux refléter l'évolution des conditions économiques ? Si oui, êtes-vous favorable à la mise en place d'un double taux, ou l'utilisation d'un taux unique pondéré ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**CLEEE**

Défavorable

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Le CLEEE est bien conscient que la prise en compte des taux longs termes aujourd'hui puisse désavantager les opérateurs dans la fixation du CMPC. Cependant, il nous semble aujourd'hui injustifié que la méthode de rémunération change, parce que la conjoncture change. En effet, il aurait été pour les consommateurs plus intéressant de travailler sur des Taux court lorsque ces derniers étaient à leur avantage et pourtant cela n'a pas été la solution choisie. Il nous semble déséquilibré aujourd'hui de modifier la rémunération.

UNIDEN

Défavorable

L'UNIDEN est défavorable à tout changement de méthode de fixation du CMPC et en particulier à l'introduction d'un taux court terme basé sur des données relative à l'inflation à court terme, car cela induirait une trop grande volatilité des charges de capital.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ prend acte du fait que l'économie européenne est sortie d'une période de baisse des taux d'intérêt pour entrer dans une nouvelle période où plane une incertitude sur l'évolution et le niveau des taux de long terme qui s'appliqueront aux nouveaux investissements. Dans ce contexte, l'UPRIGAZ estime qu'un double taux n'est pas pertinent d'autant que la méthodologie proposée par la CRE conduit à appliquer un taux « actifs historiques » à un nouvel investissement mis en service la dernière année du tarif ce qui n'est pas équitable.

Nous préconisons un taux unique dont la pondération doit permettre de refléter notamment le coût de la dette nécessaire au besoin de financement des opérateurs. De plus, un taux unique offre plus de lisibilité au marché et plus de simplicité car un double taux nécessiterait le suivi de 2 BAR distinctes.

AAMF

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz

Favorable

France Gaz considère que les évolutions du contexte macro-économique, marqué notamment par une hausse de l'inflation et une remontée des taux d'intérêt, impliquent que la reconduction de la méthode actuelle de fixation du coût moyen pondéré du capital (CMPC), reposant principalement sur des données historiques de long terme, serait susceptible de conduire à un taux significativement inférieur au niveau attendu par les investisseurs. En ce sens, il ne permettrait pas de rémunérer correctement le capital investi. Cet élément serait susceptible de dégrader la capacité de financement des opérateurs et de remettre en cause les futurs investissements nécessaires au maintien ou à l'adaptation des infrastructures.

France Gaz est donc favorable à un changement de méthode permettant de refléter l'évolution des marchés financiers pour le financement de nouveaux actifs et le refinancement des actifs existants, afin de tenir compte de la remontée du taux sans risque.

France Gaz est par ailleurs favorable à l'utilisation d'un taux unique plutôt que deux taux différents, afin de mieux refléter la réalité du mode de financement des infrastructures qui ne sont pas nécessairement fléchés par actif.

SPEGNN

Ni favorable, ni défavorable

Le SPEGNN partage l'ambition de la CRE de trouver des méthodes permettant de refléter plus finement les conditions actuelles de financement des investissements. Néanmoins, l'option envisagée par la CRE d'un double taux génère une complexité accrue. A ce titre, le SPEGNN n'y est pas favorable.

De plus, ce changement de méthode pourrait inciter les opérateurs à tenter, pour des raisons purement de rémunération, d'anticiper ou de reporter des investissements, ce qui ne semble pas souhaitable pour la

collectivité. La politique d'investissement d'un opérateur ne doit pas être assise sur une base d'opportunité financière mais bien sur des programmes d'investissements liés à des missions de service public. En l'occurrence, la politique de sécurité industrielle d'un opérateur gazier repose sur un niveau d'investissements élevé qui ne fait pas l'objet d'arbitrages.

Parmi les deux options présentées, le SPEGNN préférerait celle consistant à utiliser un taux unique pondéré.

Par ailleurs, le SPEGNN serait plus favorable au maintien du taux de rémunération en vigueur au moment de la mise en service de l'investissement, et ce sur toute la durée de vie de l'actif, alors qu'à ce jour, la CRE met en œuvre le principe de rétroactivité, qui consiste à appliquer sur l'ensemble de la base d'actifs, le dernier taux de rémunération en vigueur. Les décisions d'investissement pour le développement des réseaux sont prises sur la base d'une rentabilité calculée en début de projet et constante sur toute la durée d'utilisation de l'actif. Ainsi, une variation du taux de rémunération des actifs peut remettre en cause la rentabilité de l'investissement ainsi réalisé.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

EDF

Favorable

La méthode actuelle pour fixer le CMPC se justifiait dans un contexte de relative stabilité des tendances d'évolution des taux mais ne permet pas de prendre correctement en compte les coûts générés pour les opérateurs par le changement brutal de tendance sur les taux d'intérêt. Elle doit donc être révisée.

Le maintien de cette méthode conduirait, en effet, à une baisse des taux de rémunération et rendrait injustifié, du point de vue d'investisseurs diversifiés, de consacrer des ressources aux investissements par ailleurs attendus des opérateurs dans le cadre de leur mission de service public (renouvellement, développement, qualité, transition énergétique). Ce maintien ne permettrait pas non plus de couvrir correctement la hausse des coûts d'endettement associés aux actifs existants.

EDF est favorable à un changement d'approche pour la fixation des paramètres du coût moyen pondéré du capital (CMPC), afin d'atteindre un niveau reflétant l'évolution brutale des conditions économiques et de financement auxquelles fait face un investisseur. Par ailleurs les modalités (rémunération basée sur un taux unique ou sur un double taux, méthode de calcul du CMPC...) devront nécessairement être adaptées :

- aux cadres réglementaires actuels des différents acteurs
- aux contextes et dynamiques spécifiques des différents secteurs (transport/distribution, gaz/électricité)
- aux géographies (métropole continentale/ZNI) traduisant les choix énergétiques du pays.

En particulier, bien que tout acteur ait droit à une juste rémunération de ses investissements passés et à venir, indépendamment des perspectives d'évolution de son secteur d'activité, les réponses qui seront apportées aux évolutions du cadre de régulation des opérateurs gaziers ne sauraient se décliner telles quelles pour les opérateurs de réseaux électriques. En effet, ces derniers vont devoir, dans les années qui viennent, faire face à des besoins d'investissements et de financement croissants et absolument considérables, soulignés par les déclarations récentes de la commissaire Kadri Simson ou la CRE dans sa récente contribution à la SFEC.

Plus précisément, EDF souhaite proposer à l'attention de la CRE les éléments de réflexion suivants :

- 1) Coût de la dette
 - a. Taux sans risque

EDF préconise une approche permettant de tenir compte de l'impact sur les coûts d'endettement :

- des taux passés et
- des taux actuels, compte tenu de l'émission des nouvelles dettes et de leur impact sur la nouvelle période tarifaire.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Une détermination opérateur par opérateur, compte tenu de son profil d'endettement, est en principe possible, mais EDF propose de considérer, de façon alternative, dans un souci de lisibilité pour l'ensemble des parties prenantes, une adaptation de la méthode basée sur des paramètres représentatifs uniques. Par exemple une moyenne 10 an de l'OAT de référence dont 4 ans correspondant à la nouvelle période tarifaire permettrait de mieux refléter les conditions actuelles de financement de la dette :

Moyenne 10 ans avec : 6 ans de taux passés et 4 ans de taux forward , estimé comme :
 $60\% \times \text{Taux OAT moyen sur les 6 ans passés} + 40\% \times \text{Taux OAT moyen sur les 12 derniers mois}$

b. Prime d'émission

Pour un investisseur, le coût marginal de financement par de la dette inclut, outre le taux sans risque et le spread de marché des obligations cotées, une prime d'émission qui, pour un opérateur de qualité *investment grade* standard est dans une fourchette de l'ordre de 20 à 40 points de base.

EDF considère qu'il convient de reconnaître cette portion objective des coûts de financement.

2) Coût des capitaux propres

a. Taux sans risque

Pour un investisseur diversifié, le coût des capitaux propres est défini par les conditions de marché actuelles et l'anticipation qu'il en fait. Etant donné le retournement brutal récent, EDF considère qu'il est nécessaire d'adapter la méthode actuelle, par exemple en calculant ce taux sur la base d'une moyenne 12 mois de l'OAT de référence.

b. Prime de risque marché

La prime de risque de marché actions reflète le surplus de rémunération exigée du marché actions par rapport au taux sans risque. Les estimations récentes de Fernandez (avril 2023) et Damodaran (juillet 2023) maintiennent des estimations pour la prime de risque marché France proche de 6,0% (respectivement 6,0% et 5,8%) qui paraissent appropriées. EDF recommande ainsi de retenir 6% de prime de risque marché action.

Par ailleurs, EDF s'étonne de la modification substantielle de la méthode de calcul de la borne haute proposée dans le rapport de Compass Lexecon (4,89 %) qui mène à un résultat inférieur à la prime de risque marché retenue dans l'ATRT7 (5,2 %).

3) Taux de rémunération complet requis

Une prime de risque additionnelle devrait être ajoutée au taux de rémunération fixé au niveau du coût moyen du capital (CMPC) pour introduire une marge suffisante permettant de corriger les biais et risques mal couverts par le MEDAF (correction du biais d'optimisme et des risques asymétriques) : il s'agit là d'un standard de marché dans les groupes industriels. A minima, une prime de risque incitative sur les nouveaux actifs en fonction de leurs caractéristiques pourrait être introduite.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

Depuis plus de 18 mois, les taux d'intérêt évoluent à des niveaux inédits sur un historique de 30 ans. Dans ce contexte fortement haussier, ENGIE estime qu'il est opportun d'introduire une part de taux court terme pour établir le nouveau CMPC afin que celui-ci reflète mieux les conditions de financement actuelles des opérateurs. ENGIE considère en revanche qu'un taux unique pondéré (qui s'appliquerait aux nouveaux actifs comme au stock de BAR) est plus approprié qu'un double taux. Plusieurs raisons expliquent cette orientation : (1) dans le cas d'un double taux, les nouveaux investissements ne bénéficieraient du taux de court terme que pour une période d'un à quatre ans au maximum. Or, les actifs gaziers dans lesquels les opérateurs investissent ont des durées de vie longue, bien

supérieures à celles d'une période tarifaire ; (2) quand les opérateurs se refinancent, ils le font pour leur activité au global et ne fléchissent pas leur financement sur des actifs en particulier.

Par ailleurs, si l'on se réfère à la fourchette de CMPC envisagée par la CRE [2,9% - 4,2%], il convient de rappeler que l'introduction d'un taux pondéré moyennant des taux de court terme sur les flux d'investissements mis en service sur la période tarifaire et des taux de long terme sur le stock de BAR conduira dans tous les cas à un taux de rémunération en recul par rapport au CMPC de la période tarifaire actuelle (4,25% pour l'ATRT7).

En conclusion, ENGIE est favorable à l'introduction d'une part de taux de court terme dans le calcul du CMPC et à un taux unique pondéré.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Enedis

Enedis partage le constat fait par les opérateurs gaziers et la CRE : la méthode historique appliquée à l'ATRT8 aboutirait à un taux qui ne serait pas incitatif à l'investissement sur la période tarifaire à venir compte tenu des conditions de marché actuelles (hausse brutale des taux entamée en 2022 et qui perdure), alors même que les réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz sont fortement sollicités pour maintenir la fiabilité du réseau, l'adapter à la nouvelle donne climatique et assurer la transition écologique du pays (intégration croissante des énergies renouvelables, électrification accrue, décentralisation du système électrique).

Même si la mise en place d'un double CMPC ou d'un CMPC unique pondéré ne s'appliquerait pas nécessairement à Enedis compte tenu de son modèle de rémunération spécifique, Enedis n'est pas favorable, dans le cas la mise en place d'un double CMPC, à un basculement des actifs nouveaux vers anciens au début de chaque période tarifaire pour des questions de lisibilité et de continuité de méthode si une méthode à deux taux proposée par Compass Lexecon et reprise par la CRE dans sa consultation publique devait être retenue. L'exemple de l'Allemagne présenté en page 19 du rapport de Compass Lexecon reprend ce principe : la segmentation des actifs a été réalisée suite à un changement méthodologie (valeur réévaluée pour les actifs mis en service avant 2006 et valeur comptable pour les actifs mis en service à partir de 2006) et pour lequel deux coûts des capitaux propres (un réel et un nominal) se justifient. S'agissant de la mise en place d'un CMPC pondéré, Enedis estime qu'elle serait susceptible d'inciter l'opérateur à sous-investir dans le mesure où le taux marginal de rémunération serait, pour la prochaine période tarifaire et sauf retournement de tendance, inférieur aux conditions de marché du moment.

Enedis considère, par ailleurs, qu'il existe d'autres méthodes plus pertinentes pour prendre en compte la hausse récente des taux dans la détermination des taux de rémunération des transporteurs et distributeurs d'électricité et de gaz.

Enedis estime, en outre, que distinguer le coût de la dette se justifie pleinement pour tenir compte du fait que la dette historique a bénéficié de taux bas par le passé et que la nouvelle dette subit pleinement la hausse actuelle des taux, période pendant laquelle les opérateurs vont emprunter massivement pour faire face aux investissements dans la maintenance du réseau, la transition écologique et refinancer les investissements déjà réalisés dont la maturité est comprise entre 10 et 15 ans. Ceci pourrait être 10 ans pour la dette historique et 6 mois - 1 an pour la nouvelle dette.

Concernant les autres paramètres de rémunération, Enedis s'étonne des modifications méthodologiques proposées par Compass Lexecon.

Ainsi, alors que les données de base de la PRM augmentent de 40 points de base entre l'ATRT7 et l'ATRT8, la fourchette de prime de risque marché résultante dans le rapport de Compass Lexecon (4,55 % - 4,89 %) ne couvre pas la prime de risque marché de l'ATRT7 de 5,2 % car la méthode de calcul de la borne haute a été profondément modifiée entre les deux périodes tarifaires.

DMS	1900-2018 (ATRT7)	1900-2022 (ATRT8)
Moyenne géométrique	3,00 %	3,40 %
Moyenne arithmétique	5,30 %	5,70 %

Dans sa consultation publique (page 62), la CRE indique qu'elle élargira possiblement les fourchettes préconisées par Compass Lexecon en citant le taux sans risque et le bêta. Enedis estime indispensable de procéder de même pour la détermination de la prime de risque marché avec une valeur supérieure à celle de l'ATRT7.

GRDF**Ni favorable, ni défavorable**

Le contexte a été marqué par des chocs macroéconomiques majeurs (pandémie Covid-19 et guerre en Ukraine) et certains des paramètres du CMPC (notamment l'inflation et les taux des Obligations Assimilables du Trésor) ont connu et vont continuer à connaître de très fortes variations.

Dans cet environnement très chahuté, GRDF est favorable à la modification de l'approche qui était retenue dans les périodes passées et salue la volonté de la CRE de prendre en compte les récentes évolutions des paramètres financiers, en rupture avec les chroniques historiques, conduisant à un renchérissement des conditions de financement des investissements auquel l'ensemble des opérateurs d'infrastructure sont confrontés.

Elle regrette cependant que le rapport de Compass Lexecon ne discute pas sur le fond des stabilisateurs proposés par l'opérateur, et écarte l'utilisation d'un TMR réel constant sans argument factuel. Le manque d'analyse sur les concepts de TMR dans les écrits de Compass Lexecon est d'autant plus dommageable qu'il s'agit de pratiques mises en œuvre avec succès dans d'autres systèmes de régulation, qui résolvent nombre d'incohérences potentielles mais également apporte de la stabilité et de l'objectivité, d'autant plus quand les marchés sont mouvementés comme actuellement.

En outre, GRDF n'est pas favorable à la proposition de la CRE figurant dans la CP ATRT8 qui consiste à introduire une distinction entre un taux de long terme calculé sur des moyennes des dix dernières années et un taux de court terme s'appuyant sur des données de plus court terme, dont l'objectif est une « incitation à un niveau et un type d'investissement efficace ».

En premier lieu, GRDF rappelle que les investissements réalisés par les opérateurs d'infrastructures sont majoritairement imposés par des obligations réglementaires, et ne procèdent pas de choix stratégiques guidés par la seule logique économique. Il s'agit donc moins de donner un signal à l'investissement que de garantir une juste rémunération des investissements réalisés pour garantir la sécurité des personnes et des biens, la sécurité d'approvisionnement de la France, et contribuer à la transition énergétique (cf. question 1).

En second lieu, GRDF note qu'il s'agit d'une évolution majeure par rapport aux pratiques passées de la CRE, qui aurait nécessité une analyse plus approfondie des impacts sur le cadre réglementaire des infrastructures, en amont de la discussion tarifaire.

S'agissant notamment de la mise en œuvre pratique, la CRE expose deux options : (i) l'application d'un taux de long terme aux actifs existants et d'un taux de court terme aux nouveaux actifs ou (ii) l'application d'un taux unique pondéré reflétant les proportions d'actifs historiques et de nouveaux actifs.

GRDF considère que l'introduction de deux taux différents générerait non seulement de la complexité opérationnelle, mais également un risque financier accru. En effet, la CRE souhaiterait appliquer ce taux de rémunération de court terme (basé sur un an d'historique calculé en 2023 - juillet 2022/juillet 23), sur la seule période tarifaire en cours, à l'issue de laquelle les nouveaux actifs intègreraient la BAR des actifs historiques. Ainsi les actifs mis en service sur la période 2024-2028 se verraient appliquer le taux de court terme sur la seule période en cours, sans garantie ni que le taux déterminé sur la seule année 2023 soit représentatif de conditions de financement de la période, ni que le taux historique qui s'appliquerait à eux sur la période tarifaire suivante compense intégralement les écarts avec les conditions réelles de financement. Le nouveau mode de rémunération entraîne donc une augmentation des risques financiers pour les opérateurs puisque les périodes retenues pour la détermination des paramètres et les périodes auxquelles ils s'appliquent ne se recouvrent pas.

GRTgaz**Ni favorable, ni défavorable**

GRTgaz est favorable à une évolution de la méthode de détermination du coût moyen du capital afin de mieux refléter les conditions économiques, à condition qu'un taux unique soit appliqué à l'ensemble de la base d'actifs.

GRTgaz n'est pas favorable à la mise en place de deux taux comprenant un taux long terme sur les actifs historiques et un taux court terme sur les nouveaux actifs mis en service pendant la période tarifaire ATRT8 avant de rebasculer sur le taux long terme à la période tarifaire suivante.

Ce mécanisme irait à l'encontre de la visibilité souhaitée et concrétisée par le choix de périodes tarifaires de quatre ans. Un nouvel actif mis en service entrerait dans une BAR temporaire qui se verrait attribuer un taux pour maximum quatre ans, voire un, deux ou trois ans, avant de basculer dans la BAR des actifs historiques ; cela n'a qu'un impact très limité sur la rentabilité des nouveaux actifs qui sont principalement des actifs de long terme.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

La mise en place d'un tel mécanisme induirait pour les opérateurs une forte complexité opérationnelle de mise en place, compte tenu des décalages temporels (mois voire années) entre les différentes dates (décision d'investissement, période de réalisation des investissements, mise en service, entrée dans la BAR à laquelle le taux de rémunération commence à s'appliquer) avec le risque que des actifs se retrouvent avec des parties dans les deux BAR selon le cut-off des périodes tarifaires, ce qui n'aurait pas de sens.

Par ailleurs, l'introduction d'un taux court terme sur des nouveaux actifs ne correspond pas aux modalités de financement de l'entreprise, qui se finance à différentes périodes selon ses besoins globaux en fonction de ses revenus, des nouveaux investissements et du refinancement des actifs historiques.

Enfin, ce dispositif ne saurait être considéré comme un signal à l'investissement puisque les investissements actuels sont principalement constitués de dépenses obligatoires de maintien en condition opérationnelle du réseau et que la CRE valide annuellement le programme d'investissement de l'entreprise sur la base le cas échéant d'analyses coûts-bénéfices et d'audits externes

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

ELENGY

Ni favorable, ni défavorable

Elengy est favorable à une adaptation de la méthode de fixation du coût moyen pondéré du capital dans la mesure où cette méthode reflèterait mieux les évolutions tendanciennes des paramètres au cours de la période tarifaire prochaine, et notamment la prise en compte de la hausse des taux d'intérêts à des niveaux pas vus depuis une trentaine d'année.

Toutefois, Elengy reste opposée à l'introduction d'une différenciation entre les actifs historiques et les nouveaux, en raison :

- de la durée de vie des actifs considérés qui est souvent très supérieure à celle d'une période tarifaire et
- car un opérateur qui se refinance le fait de façon globale et non par type d'actif ou année de mise en service

Elengy se prononce donc en faveur de l'application d'un taux unique pondéré entre les différents actifs, seule alternative proposée par la CRE dans la présente Consultation Publique.

Différentes méthodes peuvent être appliquées avec une combinaison de données historiques et/ou prévisionnelles sur différentes périodes et aboutir à des résultats similaires. En fonction de la cohérence et du niveau retenu des différents paramètres du taux, la pondération devrait être fixée de manière normative afin d'assurer une stabilité notamment en appliquant un retour total de marché (Total Market Return - TMR) à un niveau conforme aux pratiques de marché.

Autres acteurs

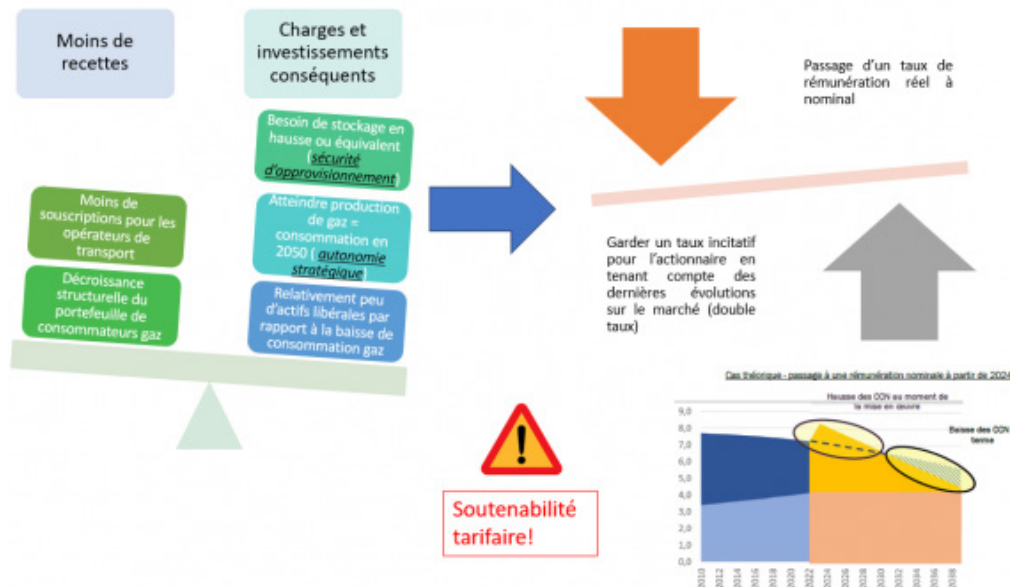
1 particulier

Ni favorable, ni défavorable

Changer de méthode pour tenir compte d'un changement majeur des conditions macroéconomiques n'est pas choquant dans la mesure où il s'agit d'inciter l'opérateur et son actionnaire dans un contexte de surcroît de baisse des consommations.

Ce qui interroge est l'asymétrie de réaction suivant le sens d'évolution des taux comme le souligne d'ailleurs la CRE dans la présente délibération. Il est à noter qu'en cas de baisse notable des taux d'intérêt dans le futur, cette évolution fera « jurisprudence » a priori et il sera difficile de revenir à l'ancienne méthode subitement sans y voir une régulation d'opportunité.

Du reste, l'équilibre à trouver peut être en partie résumé par le schéma ci-après :



Groupe Caisse des Dépôts

Favorable

Le groupe CDC est favorable à un changement de méthode pour la fixation du CMPC.

La définition du CMPC pour le tarif ATRT doit assurer une juste rémunération des capitaux investis, et permettre de maintenir l'attractivité des investissements dans les infrastructures régulées d'énergie en France, au regard des autres classes d'actifs.

Le CMPC repose sur différents paramètres, dont certains sont soumis aux évolutions des données macro-économiques et financières, à savoir principalement le taux sans risque, le spread de la dette et la prime de risque marché.

Le contexte actuel, où le marché fait face à une hausse des taux très importante et très rapide, rend particulièrement nécessaire un changement de méthodologie pour rendre le CMPC cohérent avec les conditions de marché actuelles.

Par ailleurs, le Groupe CDC estime que les immobilisations en cours sont financées par la même structure de capital que l'ensemble de l'entreprise et qu'il serait légitime qu'elles soient rémunérées dans les mêmes conditions que les autres actifs, des mécanismes incitatifs au respect des délais de commissionnement pouvant être envisagés en parallèle.

Le Groupe CDC n'estime pas pertinent d'introduire une différenciation des taux de rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs – que la CRE valide annuellement - dans la mesure où cette distinction ne correspondrait pas à la réalité économique du financement de GRTgaz :

GRTgaz finance ses investissements en levant de la dette dont la maturité est très inférieure à la durée de vie des actifs, cette dette est refinancée régulièrement aux conditions de marché actuelles au moment de son refinancement ;

En ce qui concerne la rémunération des fonds propres, son niveau s'apprécie globalement à l'échelle de l'ensemble des fonds propres alloués à l'opérateur, et se compare à tout instant aux conditions que l'investisseur pourrait obtenir en investissant dans d'autres classes d'actifs.

Dans ces conditions, le Groupe CDC est favorable au maintien d'un taux de rémunération unique.

Question 5 : Si un taux unique devait être retenu, sur la base de quelle pondération ce taux unique devrait-il être selon vous établi ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

N/A



UNIDEN

Sans objet.

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ prend acte du fait que l'économie européenne est sortie d'une période de baisse des taux d'intérêt pour entrer dans une nouvelle période où plane une incertitude sur l'évolution et le niveau des taux de long terme qui s'appliqueront aux nouveaux investissements. Dans ce contexte, l'UPRIGAZ estime qu'un double taux n'est pas pertinent d'autant que la méthodologie proposée par la CRE conduit à appliquer un taux « actifs historiques » à un nouvel investissement mis en service la dernière année du tarif ce qui n'est pas équitable.

Nous préconisons un taux unique dont la pondération doit permettre de refléter notamment le coût de la dette nécessaire au besoin de financement des opérateurs. De plus, un taux unique offre plus de lisibilité au marché et plus de simplicité car un double taux nécessiterait le suivi de 2 BAR distinctes.

France Gaz

France Gaz considère que la pondération retenue pour établir le CMPC devrait refléter la réalité de la structure de financement de chaque opérateur d'infrastructure dans une approche au cas par cas.

SPEGNN

Le SPEGNN privilégie l'option d'un taux unique à celle d'un double taux, et considère que la pondération retenue pour établir le CMPC devrait refléter la réalité de la structure de financement de chaque opérateur d'infrastructure dans une approche au cas par cas. Si ce nouveau mécanisme de rémunération des actifs devait être retenu, il conviendrait de mener des analyses complémentaires avec les différents opérateurs.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

No opinion.

EDF

Comme indiqué en réponse à la question 4, le maintien d'un taux unique s'agissant du coût moyen pondéré du capital devrait, selon EDF, pour refléter correctement les coûts du capital, s'accompagner d'une approche distinguant le taux sans risque sur la dette et celui sur les fonds propres, chacun étant défini par une pondération adaptée, pour un opérateur donné, entre taux historiques et taux spot.

ENGIE

Comme évoqué dans la question précédente, ENGIE est favorable à l'introduction d'une part de taux de court terme dans le calcul du taux de rémunération afin que celui-ci soit plus proche des conditions de financement actuelles. La question de la pondération s'apprécie à l'aune de plusieurs critères : l'unicité du taux (pondération qui s'applique à tous les opérateurs régulés), la stabilité du taux dans le temps. A l'aune de ces critères, ENGIE est favorable à une pondération de 50% au maximum, avec un taux de court terme qui s'apprécierait sur une période d'un an.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Favorable à la stabilité des principes de fixation de la rémunération des actifs régulés, TEEGF n'est pas favorable à l'introduction d'un double taux. Les principes sus mentionnés ont donné satisfaction jusqu'à présent et il semble prématuré d'envisager un changement sur la seule observation d'une année 2022 chahutée en raison d'un contexte géopolitique extraordinaire.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Par ailleurs, TEEGF comme la CRE, observe que lors des consultations de 2019, les opérateurs d'infrastructures s'étaient exprimés en défaveur de retenir des valeurs de court terme et s'interroge sur les motivations de leur revirement. Il est à noter que l'introduction de ce double taux aurait probablement un effet défavorable pour les consommateurs alors même qu'ils n'ont pas bénéficié de l'effet inverse lors des périodes précédentes.

Le recours à une période de lissage de 10 ans des paramètres pour fixer le taux permet, comme l'évoque la CRE, de se prémunir contre la volatilité des charges de capital. Cette protection ayant joué en faveur des opérateurs lors des années écoulées, il nous semble juste qu'elle joue en faveur des utilisateurs dès lors que les taux remontent. Par ailleurs, le contexte actuel ne présage pas de l'état des marchés à 5 ans par exemple et un changement de méthode apparaît pour l'instant prématuré au regard de l'impact réel sur la couverture des CCN.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Favorable à la stabilité des principes de fixation de la rémunération des actifs régulés, TEGP n'est pas favorable à l'introduction d'un double taux. Les principes sus mentionnés ont donné satisfaction jusqu'à présent et il semble prématuré d'envisager un changement sur la seule observation d'une année 2022 chahutée en raison d'un contexte géopolitique extraordinaire.

Par ailleurs, TEGP comme la CRE, observe que lors des consultations de 2019, les opérateurs d'infrastructures s'étaient exprimés en défaveur de retenir des valeurs de court terme et s'interroge sur les motivations de leur revirement. Il est à noter que l'introduction de ce double taux aurait probablement un effet défavorable pour les consommateurs alors même qu'ils n'ont pas bénéficié de l'effet inverse lors des périodes précédentes.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Enedis

Comme indiqué en réponse à la question 4, Enedis n'est pas favorable à la mise en place d'un CMPC unique pondéré, car le taux marginal de rémunération serait inférieur au WACC de marché et donc dissuasif à l'investissement.

GRDF

Il s'agit d'un nouveau mécanisme de rémunération des actifs qui n'a pas fait l'objet d'échanges préalables avec les opérateurs et nécessite donc encore des analyses approfondies, notamment s'agissant de la nature et du niveau de pondération retenue. GRDF considère néanmoins que la piste d'un taux unique est à privilégier par rapport à l'introduction d'un double taux.

GRTgaz

GRTgaz est favorable à une évolution de la méthode de détermination du coût moyen du capital afin de mieux refléter les conditions économiques, à condition qu'un taux unique soit appliqué à l'ensemble de la base d'actifs. Différentes méthodes peuvent être appliquées avec une combinaison de données historiques et/ou prévisionnelles sur différentes périodes et aboutir à des résultats similaires, comme cela a été présenté dans les demandes des opérateurs. En fonction de la cohérence et du niveau retenu des différents paramètres du taux, la pondération devrait être fixée de manière normative afin d'assurer une stabilité notamment en appliquant un retour total de marché (Total Market Return - TMR) à un niveau conforme aux pratiques de marché.

ELENGY

Si un taux unique devait être retenu pour l'ensemble de la base d'actifs, plusieurs méthodes de pondération sont envisageables avec une combinaison de données historiques et/ou prévisionnelles, sur des périodes potentiellement différentes et aboutir finalement à des résultats comparables. La pondération devrait aboutir à une forme de stabilité, en appliquant si nécessaire un taux de type « retour total de marché (Total Market Return), ou TMR), qui assure un niveau en ligne avec les pratiques de marché, critère essentiel pour les investisseurs et donc pour les opérateurs.

Autres acteurs

1 particulier

Une pondération qui reflète le mieux le volume réel des investissements est à privilégier car elle demeure la plus transparente et la plus susceptible de susciter l'adhésion des consommateurs, dans le cas où ils seraient avertis

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

sur le sujet, dans la mesure où ces évolutions contribuent de façon non négligeable à des hausses tarifaires estimées conséquentes en 2024 (~20% en moyenne selon la présente délibération).

Groupe Caisse des Dépôts

Comme évoqué en réponse à la question 4, le Groupe CDC estime que le taux unique retenu ne devrait pas être pondéré en fonction des investissements historiques et des nouveaux investissements. Le Groupe CDC suggère que le stock de dette observé au début de la période tarifaire devrait être rémunéré à des conditions historiques reflétant son coût réel et que la dette nouvellement émise sur la période tarifaire (y compris les refinancements) ainsi que l'intégralité des fonds propres devraient être rémunérées aux conditions de marché actuelles.

Le Groupe CDC a investi dans GRTgaz à partir de 2011 et acquis en 2021 une participation supplémentaire de 11,5%, convaincue de la nécessité d'investir dans les infrastructures énergétiques françaises, en particulier gazières. En tant qu'investisseur de long terme au service de l'intérêt général, le Groupe CDC reste cependant attentif à une juste rémunération de ses actifs et étudie annuellement la juste allocation de ses investissements de manière globale.

Au-delà de l'impact financier majeur, une baisse du CMPC serait difficile à comprendre dans un contexte de hausse des taux généralisée, et viendrait fragiliser l'attractivité de l'ensemble du secteur énergétique régulé.

L'ensemble de la capacité des acteurs financiers de la place à participer aux investissements massifs nécessaires dans les infrastructures énergétiques dans les années à venir pour accompagner la transition énergétique serait affaiblie.

Question 6 : Etes-vous favorable au maintien de la régulation incitative relative aux coûts échoués des gestionnaires de réseau de transport ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

UNIDEN

Favorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Sous réserve des observations figurant dans nos propos liminaires, la régulation incitative relative aux coûts échoués actuellement en vigueur permet à la fois d'assurer la couverture des coûts échoués récurrents des GRT via une trajectoire incitée, et de traiter au cas par cas la couverture des coûts échoués exceptionnels, selon des critères d'efficacité des coûts présentés par les opérateurs. Ce dispositif qui fait consensus n'appelle pas de modification dans l'ATRT8.

AAMF

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz est favorable à une évolution du cadre de régulation incitative relative aux coûts échoués. Pour les coûts échoués correspondants à des investissements ayant été approuvés par la CRE, France Gaz considère qu'il n'a pas lieu de pénaliser les opérateurs et que ceux-ci doivent être compensés au CRCP, a fortiori si ces coûts échoués résultent de changements réglementaires ou d'une modification d'orientation en matière de politique

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

énergétique.

Dans le cas de coûts échoués résultant uniquement de choix industriels des opérateurs, il apparaît pertinent de définir une trajectoire de référence.

SPEGNN

Ni favorable, ni défavorable

Le SPEGNN n'est pas opposé au maintien de la régulation incitative relative aux coûts échoués des GRT.

Néanmoins, pour les coûts échoués correspondants à des investissements ayant été approuvés par la CRE, le SPEGNN considère qu'il n'y a pas lieu de pénaliser les opérateurs et que ceux-ci doivent être compensés au CRCP, a fortiori si ces coûts échoués résultent de changements réglementaires ou d'une modification d'orientation en matière de politique énergétique.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

EDF

Défavorable

S'agissant des éventuels coûts échoués, EDF considère qu'un investissement doit être couvert par le tarif dès lors qu'il a été approuvé par la CRE et est favorable à une couverture de l'intégralité des coûts échoués via le CRCP.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE estime qu'il n'est pas possible de répondre par l'affirmative ou la négative à cette question. La réponse dépend grandement de la nature et de la cause des coûts échoués :

Pour les coûts échoués liés à l'exploitation normale du réseau et aux aléas industriels auquel tout opérateur doit faire face (obsolescence précoce, ...) : ENGIE considère que le maintien de la régulation incitative avec une enveloppe définie dans les charges nette d'exploitation est vertueux et pleinement fondé

Pour les coûts échoués induits par un changement de réglementation ou à une demande d'une autorité : ENGIE estime qu'une analyse au cas par cas est nécessaire

Pour les coûts échoués qui seraient liés à une fin d'utilisation d'actifs anticipée par rapport à la fin de leur durée de vie technique ou réglementaire (par exemple, en raison d'une baisse des volumes de gaz) : dans ce cas, une prise en charge par le régulé de la BAR résiduelle des actifs concernés s'impose, par exemple au moyen d'amortissements accélérés. Cela paraît légitime dans un cadre réglementaire où les CAPEX investis entrant dans la BAR sont soumis à l'approbation de la Commission de Régulation de l'Énergie, qui les audite (notamment pour les grands projets) et les valide.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF trouve juste les principes retenus par la CRE jusqu'à présent et n'est pas favorable à un changement de méthode.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP trouve juste les principes retenus par la CRE jusqu'à présent et n'est pas favorable à un changement de méthode.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Favorable

GRDF est favorable au maintien de la régulation incitative relative aux coûts échoués, tout en réaffirmant que la juste couverture des coûts échoués correspondrait à la BAR et non à la valeur nette comptable des ouvrages, compte tenu du mécanisme de rémunération des actifs appliqués aux opérateurs gaziers.

Suite au retour d'expérience de la période précédente, GRDF s'interroge toutefois sur la réalité de la prise en compte au cas par cas des coûts échoués exceptionnels présentés par les opérateurs.

GRTgaz**Favorable**

GRTgaz est favorable au maintien de la régulation incitative relative aux coûts échoués des gestionnaires de réseau de transport.

Dunkerque LNG**Ni favorable, ni défavorable****ELENGY****Favorable****Autres acteurs****1 particulier****Ni favorable, ni défavorable**

Ne se prononce pas.

Question 7 : Etes-vous favorable à la reconduction en l'état du cadre de régulation concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés ?**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE****Ni favorable, ni défavorable**

Le CLEEE est favorable au principe et au cadre de régulation concernant les actifs immobiliers / terrains avec cependant une répartition des produits de cession comme suit : Intégration de 90% des Actifs cédés au CRCP et 10% à l'opérateur. (au lieu des 80% et 20% aujourd'hui en vigueur)

UNIDEN**Favorable****Associations professionnelles****UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ ne voit aucune raison de modifier le cadre réglementaire en vigueur concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés.

AAMF**Ni favorable, ni défavorable**

France Gaz**Défavorable**

France Gaz est favorable à ce que le cadre de régulation concernant les actifs immobiliers soit symétrique selon que la cession donne lieu à un gain ou à une perte par rapport à la valeur économique (et non la valeur nette comptable) et à ce que la couverture au CRCP soit prévue dans ce dernier cas.

SPEGNN**Favorable**

Le SPEGNN n'est pas opposé à la reconduction en l'état du cadre de régulation concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T****Ni favorable, ni défavorable**

No opinion.

EDF**Défavorable**

Comme indiqué lors de consultations précédentes, EDF n'est pas favorable au traitement envisagé par la CRE en raison de son caractère asymétrique : en cas de cession donnant lieu à plus-value comptable, les GRT conserveraient 20% de cette plus-value alors qu'une cession donnant lieu à une moins-value comptable ferait l'objet d'un examen de la CRE sur la base d'un dossier argumenté présenté par les opérateurs de réseaux. Afin d'éviter tout biais, il est nécessaire que la régulation soit symétrique.

Eni S.p.A.**Ni favorable, ni défavorable****ENGIE****Favorable**

ENGIE comprend la position de la CRE, qui paraît raisonnable.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF ne voit aucune raison de modifier le cadre réglementaire en vigueur concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP ne voit aucune raison de modifier le cadre réglementaire en vigueur concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés.

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

GRDF est favorable à la reconduction en l'état du cadre de régulation concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés.

En effet, GRDF partage l'objectif visé par la CRE de rendre aux consommateurs, via le CRCP, 80% des plus-values de cessions réalisées par les opérateurs en termes immobiliers ou terrains cédés. Il apparaît souhaitable de pérenniser ce mécanisme qui est juste pour les consommateurs et incite cependant l'opérateur à vendre au meilleur prix.

GRTgaz**Défavorable**

GRTgaz estime justifié que la valeur de référence pour le calcul de la plus-value corresponde à la valeur de l'actif dans la BAR et non à la valeur nette comptable. En effet, pour le calcul de la plus-value à restituer au tarif par l'opérateur, il est justifié de raisonner en gaz comme c'est le cas en électricité par rapport à la valeur qui sert de référence pour la détermination du revenu autorisé, c'est-à-dire la valeur de l'actif dans la BAR. Un tel raisonnement permet à l'opérateur d'obtenir pour l'actif concerné la rémunération cible retenue par le régulateur, ni plus, ni moins. De plus, retenir comme référence pour la plus-value à restituer au tarif une valeur inférieure revient à désinciter toute cession et conduit à un traitement discriminatoire au détriment des opérateurs gaziers (BAR inflatée) par rapport aux opérateurs électriques (taux nominal et BAR non inflatée) pour qui le montant correspondant a été perçu sous forme de rémunération de la BAR et n'est pas restituable dans une situation similaire.

Dunkerque LNG**Ni favorable, ni défavorable****Autres acteurs****1 particulier****Favorable**

Ce cadre est adapté car il n'incite pas à des comportements spéculatifs puisque le produit de la cession net le cas échéant est reversé à 80% au tarif via le CRCP.

Symétriquement, une moins-value réalisée pour des conditions indépendantes de l'opérateur doit être prise en charge. Naturellement, l'examen au cas par cas est une formulation plus adéquate afin de ne pas créer de biais incitatif de la part du régulateur.

Question 8 : Etes-vous favorable à la solution envisagée par la CRE concernant le traitement des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène ?**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE****Favorable**

Le CLEEE est favorable à la solution proposée par la CRE

UNIDEN**Favorable**

En l'absence de cadre européen en vigueur le traitement au cas par cas des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène s'impose en effet, en veillant à ce que le prix de cession soit fixé de manière à éviter les subventions croisées entre les utilisateurs des réseaux de gaz et d'hydrogène.

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est totalement en ligne avec l'analyse de la CRE qui, en l'absence d'une régulation européenne déjà arrêtée sur l'hydrogène, se tourne vers un traitement au cas par cas des actifs gaziers transférés vers l'hydrogène. Même si l'ensemble des acteurs est favorable à un développement de l'hydrogène, le manque de disponibilité électrique bas carbone en Europe, et notamment en France, dans les prochaines années rend les perspectives de développement significatif de l'hydrogène relativement limitées. Il convient d'être d'autant plus prudent sur ces perspectives que les business models ne sont pas encore établis.

AAMF

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable à une analyse au cas par cas des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène, dans l'attente d'une clarification du cadre de régulation des infrastructures hydrogène qui devrait être apportée par le paquet gaz en cours de négociation.

Une telle approche apporte de la flexibilité aux opérateurs et leur permettra d'envisager de premières opérations en fonction du contexte, permettant de disposer le cas échéant d'un retour d'expérience.

D'un point de vue économique, il apparaît pertinent que cette approche s'appuie par défaut sur une valorisation des actifs au niveau de la BAR.

SPEGNN

Favorable

Le SPEGNN considère qu'il est important de créer un cadre tarifaire permettant de traiter la conversion des actifs gaziers à l'hydrogène, tant pour le réseau de transport que de distribution.

Néanmoins, le SPEGNN considère qu'il est encore trop tôt pour fixer un cadre général tant les inconnues, notamment au niveau européen, restent fortes à ce jour.

Dans ce contexte, il semble souhaitable, comme l'indique la CRE, de proposer que la période ATRT 8, ainsi que la prochaine période pour les ATRD, soient considérés comme une période transitoire pendant laquelle le traitement des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène puisse faire l'objet d'une étude au cas par cas pour bénéficier, lors de l'ATRT9, d'un retour d'expérience suffisant pour fixer un cadre global.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Favorable

SEFE MT is in favour of the solution envisaged by CRE regarding the treatment of assets sold with a view to conversion to hydrogen.

EDF

Favorable

EDF attire l'attention sur le manque de visibilité à ce stade sur les actifs qui pourraient être cédés en vue d'une conversion et note que la CRE n'a identifié aucun cas de conversion durant la prochaine période tarifaire. A plus long terme, la CRE fait le constat dans son étude sur l'avenir des infrastructures gazières que le réseau de transport existant pourrait rester nécessaire à l'horizon 2050 et qu'entre 3 à 5 % seulement des infrastructures de transport de gaz pourraient être déclassées ou converties à l'hydrogène, même dans des scénarios de décroissance importante de la consommation.

Dans l'hypothèse où un cas de conversion devrait se présenter, EDF est favorable à l'approche proposée par la CRE visant à être attentif au prix de cession pour éviter les subventions croisées entre les utilisateurs des réseaux de gaz et d'hydrogène, au partage de l'éventuelle plus-value entre le GRT et les utilisateurs, et à ne pas couvrir des coûts déjà couverts par les précédents utilisateurs gaziers en cas de modèle régulé.

ENGIE

Ni favorable, ni défavorable

L'approche proposée par la CRE consiste à établir un prix de cession au cas par cas, faute d'un cadre réglementaire européen en vigueur sur cette problématique et d'un retour d'expérience sur des cas de conversion de gazoducs méthane en hydrogénéoducs. Cette approche devra donc évoluer pour tenir compte des dispositions qui seront inscrites dans le « Paquet Gaz » et dans les actes délégués.

Eni S.p.A.**Favorable**

Eni agrees with CRE's proposal. We strongly support the fact that any cross-subsidisations between hydrogen and gas network users should be avoided.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF partage l'analyse de la CRE qui, en l'absence d'une régulation européenne déjà arrêtée sur l'hydrogène, se tourne vers un traitement au cas par cas des actifs cédés sur la base de dossiers argumentés et qui veille à éviter les subventions croisées. A ce stade toute décision relative à l'hydrogène semble prématurée.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP partage l'analyse de la CRE qui, en l'absence d'une régulation européenne déjà arrêtée sur l'hydrogène, se tourne vers un traitement au cas par cas des actifs cédés sur la base de dossiers argumentés et qui veille à éviter les subventions croisées. A ce stade toute décision relative à l'hydrogène semble prématurée.

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

GRDF est favorable à l'approche pragmatique proposée par la CRE, en l'absence de réglementation établie, avec une analyse au cas par cas concernant le traitement des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène.

Toutefois, la valeur de cession ne devra pas être inférieure à la valeur nette réévaluée (BAR) des actifs concernés, afin de garantir la juste couverture de ces investissements.

GRTgaz**Ni favorable, ni défavorable**

Compte tenu des possibles transferts d'actifs du gaz vers l'hydrogène dès la prochaine période tarifaire, GRTgaz considère que la poursuite des négociations portant sur un cadre européen relatif à la valeur des actifs cédés en vue d'une conversion à l'hydrogène ne peut justifier l'absence de cadre préétabli. Il semble ainsi pertinent de fixer, dès l'entrée en vigueur de l'ATRT8, une méthodologie générale de valorisation des actifs destinés à être transférés à l'hydrogène.

GRTgaz considère qu'une telle méthodologie doit prévoir que, pour le calcul de la plus-value de cession, la valeur de référence d'un actif transféré à l'hydrogène corresponde a minima à la valeur résiduelle de l'actif concerné dans la BAR (valeur économique), étant entendu que le prix de cession correspondra en principe à une valeur de marché. En effet, le transfert d'un actif vers l'hydrogène ne peut se concevoir sans un dédommagement de son propriétaire à hauteur de la valeur dans la BAR.

La détermination de la valeur de transfert pourrait en outre, selon les cas, prendre en compte le coût des éventuelles mesures de préservation de l'offre méthane rendues nécessaires par le transfert d'un actif vers l'hydrogène, dès lors que ces adaptations du système méthane se justifient économiquement au niveau du système énergétique dans son ensemble. Le retrait d'un actif du système gazier risquant en effet de nécessiter des mesures de compensation pour préserver le bon fonctionnement du système (renforcements du réseau, mise en place de spread localisé...), il apparaît légitime que ces coûts soient pris en considération lors du transfert de l'actif vers l'hydrogène, dans une optique d'optimisation globale des coûts des systèmes gaz et hydrogène et intégrant, le cas échéant, des subventions croisées.

A des fins d'optimisation économique globale du système énergétique et de minimisation des coûts de transfert, il convient de prévoir une incitation des GRT à la valorisation de leurs actifs pouvant être convertis à l'hydrogène. Les GRT devraient en effet disposer des moyens nécessaires à l'identification des actifs dont le transfert vers l'hydrogène serait le plus avantageux et à l'anticipation de tout ou partie des adaptations facilitant le transfert vers le système hydrogène.

Cela pourrait se traduire notamment par la prise en charge par le tarif des coûts des GRT relatifs aux études sur la planification du développement des infrastructures énergétiques et en particulier la détermination des actifs transférables, les coûts de conversion de ces actifs, les impacts sur le fonctionnement du système gazier... La minimisation des coûts globaux pour le système énergétique implique également de permettre aux GRT d'installer

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

dès à présent, dans les cas pertinents et sous le contrôle de la CRE, des actifs compatibles avec le transport d'hydrogène.

Enfin, il convient de ne pas exclure a priori la possibilité de subventions croisées entre utilisateurs des réseaux de méthane et d'hydrogène. Une telle possibilité de transferts financiers entre méthane et hydrogène est en effet laissée ouverte par le projet de révision du règlement 715/2009 présenté par la Commission européenne.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

Autres acteurs

1 particulier

Favorable

En l'absence de visibilité, un traitement au cas par cas s'impose. Cela constituera le cas échéant une base d'expérience à une régulation efficiente et efficace ultérieurement.

Question 9 : Etes-vous favorable aux grands principes de fonctionnement et d'actualisation du CRCP envisagés par la CRE ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

Le CLEEE est favorable aux principes de fonctionnement du CRCP tel qu'envisagé par la CRE. La demande des opérateurs requérant un taux d'actualisation correspondant au CMPC nominal avant impôt ne nous semble pas adaptée.

UNIDEN

Favorable

Oui, en cohérence avec le maintien du mode de calcul du CMPC.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ suggère que dans cette nouvelle période d'incertitude dans laquelle nous sommes entrés, le CRCP soit soldé chaque année tout en maintenant le mécanisme de lissage +/-2% quitte à en élever le montant.

AAMF

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz appelle à deux évolutions dans le principe de fonctionnement et d'actualisation du CRCP. D'une part, les modalités d'apurement du CRCP en vigueur actuellement ne paraissent plus adaptées au nouveau contexte énergétique, caractérisé par une volatilité d'un certain nombre de charges se retrouvant au CRCP. Le plafond de +/- 2 % apparaît trop contraignant, et de nouvelles modalités permettant un apurement au fil de l'eau afin d'éviter la constitution d'un « stock » de charges trop important sont nécessaires. D'autre part, le taux de rémunération du CRCP devrait être adapté pour refléter la réalité de la charge financière

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

pour les opérateurs : la rémunération du solde au CMPC, ou a minima au taux de la dette, est nécessaire pour compenser les opérateurs des coûts réellement supportés.

SPEGNN

Favorable

Le SPEGNN est favorable aux grands principes de fonctionnement et d'actualisation du CRCP envisagés par la CRE. Le SPEGNN souhaite néanmoins que des mesures soient prises pour apurer plus rapidement les CRCP (cf. question 12 ci-dessous).

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

EDF

Défavorable

EDF estime que la rémunération du solde du CRCP devrait se faire au niveau du CMPC. En effet un tel niveau de rémunération est cohérent avec la théorie économique, le financement des activités industrielles et du CRCP n'étant pas distinguables.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

ENGIE est favorable au maintien des grands principes de fonctionnement du CRCP. ENGIE considère en revanche que le plafond de + / - 2% est insuffisant au regard des facteurs de variabilité constatés ces deux dernières années : inflation, hausse très forte des prix de l'énergie... ENGIE préconise d'augmenter la fourchette de régularisation à au moins +/-3%.

Enfin, ENGIE est favorable à la proposition de la CRE d'aligner le taux de rémunération du CRCP sur un taux de court terme.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF considère que les principes d'apurement du CRCP ont donné satisfaction. Il semble donc pertinent de les maintenir en l'état, sans modification de méthode de détermination du CMPC. Par ailleurs dès lors que la restitution du solde du CRCP est toujours garantie, il nous apparaît que le taux d'actualisation retenu doit être le taux sans risque.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP considère que les principes d'apurement du CRCP ont donné satisfaction. Il semble donc pertinent de les maintenir en l'état, sans modification de méthode de détermination du CMPC. Par ailleurs dès lors que la restitution du solde du CRCP est toujours garantie, il nous apparaît que le taux d'actualisation retenu doit être le taux sans risque.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

Enedis

Enedis estime nécessaire que le CRCP soit rémunéré au CMPC des nouveaux actifs, représentatif de son coût de financement. Pour Enedis, une telle rémunération est d'autant plus justifiée que le CRCP de fin de TURPE 6 sera d'un montant très significatif.

GRTgaz**Ni favorable, ni défavorable**

GRTgaz est favorable aux grands principes de fonctionnement du CRCP envisagés par la CRE, qui s'inscrivent dans la continuité du cadre ATRT7. Toutefois, GRTgaz considère qu'une évolution du taux d'actualisation du CRCP est nécessaire, le taux sans risque basé sur des paramètres historiques n'étant pas représentatif des conditions de financement de court terme de GRTgaz. Afin de refléter au mieux le taux auquel GRTgaz finance son CRCP et plus spécifiquement le niveau des taux d'intérêt au moment où ce CRCP est constitué, le taux d'actualisation du CRCP devrait correspondre au taux sans risque basé sur des données de court terme.

De la même manière, GRTgaz considère que ce même taux sans risque basé sur des données de court terme devrait être utilisé comme taux d'actualisation pour le calcul du lissage du revenu autorisé envisagé par la CRE (cf. § 4.9 de la consultation publique).

GRDF**Défavorable**

Avis global défavorable

GRDF est favorable aux grands principes de fonctionnement, mais sous réserve d'un certain nombre d'ajustements qui sont évoqués par la CRE pour améliorer les modalités d'apurement du solde et le taux d'actualisation du CRCP.

En effet, le contexte de forte instabilité qui a prévalu sur la période écoulée, et qui pourrait se prolonger sur la période tarifaire à venir, nécessite de pouvoir limiter les effets report de CRCP en privilégiant des mécanismes d'ajustement tarifaire au fil de l'eau et d'apurement du CRCP sur la période tarifaire en cours.

En parallèle, le taux d'actualisation du CRCP doit être bien davantage représentatif des coûts/gains de trésorerie engendrés pour les opérateurs : de fait, dans le cas d'un report de sommes dues à un opérateur, celui-ci doit financer le complément à son coût du capital, qui est donc le Coût Moyen Pondéré du Capital. Si l'on admettait à la rigueur qu'il soit capable d'augmenter son taux d'endettement pour financer ce complément, alors le coût marginal de ce complément serait le coût de la dette de l'entreprise, mais en aucun cas le Taux Sans Risque qui n'est accessible qu'aux Etats et qui n'est nullement représentatif d'un coût de la dette d'une quelconque entreprise, même dans le cas d'une créance « sûre » garantie par la CRE (il en irait de même d'un à-valoir fiscal).

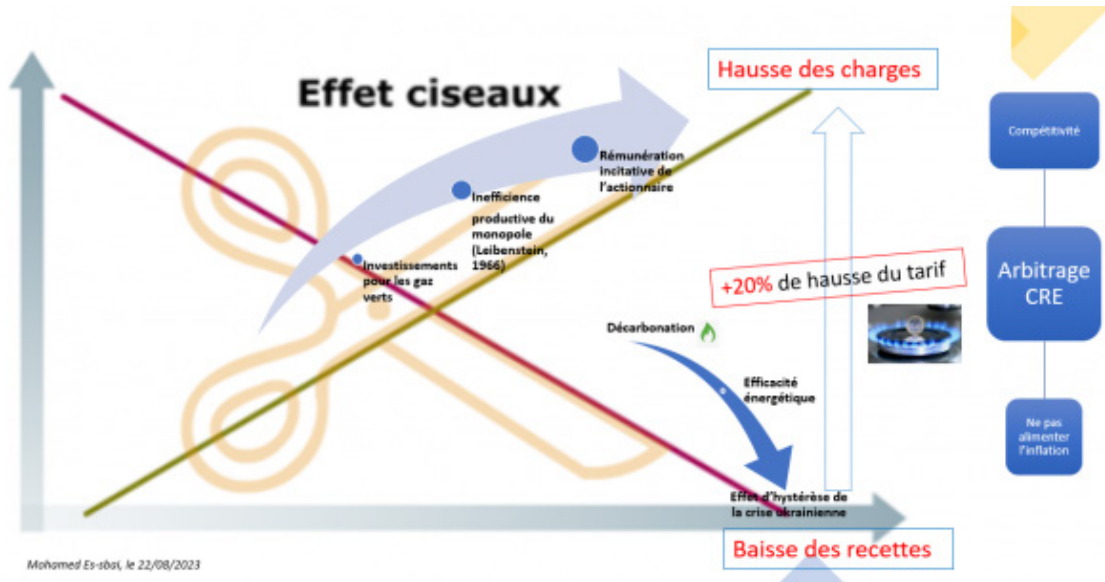
Dunkerque LNG**Ni favorable, ni défavorable****Autres acteurs****1 particulier****Favorable**

La demande d'un opérateur, en l'occurrence GRDF, consistant en l'égalisation du taux d'actualisation a minima au coût de la dette (au niveau du CMPC nominal avant impôts, la question ne se discute pas au regard du non-sens économique) au motif que l'apurement décalé du solde du CRCP de la période 2020-2023 conduit à un endettement supplémentaire n'est pas valide dans la mesure où l'établissement d'un mécanisme de double-taux répond à cette exigence.

Accessoirement, il est à rappeler que l'actualisation du CRCP sur 2020-2021 à un taux à 1,7% alors que le taux directeur de la BCE était « au zero lower-bound » n'a pas impliqué de reversement au tarif au motif que le coût de la dette était amoindri.

Du reste, en présence du contexte du ciseau-tarifaire, cette demande, en dehors des arguments de rationalité économique évoqués, ne fait qu'aggraver la problématique, au détriment d'ailleurs de la compétitivité du gaz.

Les principes de l'équation plus globale peuvent par ailleurs, au-delà du CRCP être synthétisés ci-après :



Question 10 : Etes-vous favorable au maintien du calendrier tarifaire actuel d'avril à avril, à l'exception des termes tarifaires applicables aux PIR qui évolueraient au 1er octobre de chaque année ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

UNIDEN

Favorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable au maintien du calendrier tarifaire actuel d'avril à avril, à l'exception des termes tarifaires applicables aux PIR qui évolueraient au 1er octobre de chaque année.

AAMF

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable au calendrier tarifaire envisagé par la CRE.

SPEGNN

Favorable

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

SEFE MT thinks that in the current CRE's proposal, market players don't have any visibility over the start of the next tariff period. As this new tariff period show: we didn't have any visibility of the substantial rise of all tariff terms for ATRT8. SEFE MT believes that introducing an early view of tariffs over a rolling 4-year period could reduce the surprise effect.

EDF

Favorable

EDF est favorable au maintien du calendrier tarifaire actuel c'est-à-dire une évolution au 1er avril, à l'exception des PIR qui évolueraient au 1er octobre de chaque année.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable au maintien du calendrier tarifaire actuel.

GRDF

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Favorable

L'évolution envisagée répond à la double exigence de continuité, gage de prévisibilité et d'adaptation à la réalité physique du marché.

Question 11 : Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATRT8 ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour l'ATRT8.

AAMF

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE.

SPEGNN

Favorable

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

As explained on Q10, SEFE MT believes that it could be interesting to introduce an early view of tariffs over a rolling 4-year period.

EDF

Favorable

EDF est favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire proposés par la CRE.

EDF est favorable à un apurement du CRCP sur l'ensemble des termes tarifaires comme envisagé par la CRE mais plafonné a-minima pour les termes amont afin de ne pas dégrader l'attractivité du marché français et ne pas influencer la rentabilité d'investissements déjà réalisés.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

ENGIE est favorable au calendrier et aux principes d'évolution envisagés, notamment celui proposé pour l'inflation. En effet, la prise en compte directement dans le tarif des écarts d'inflation de l'année passée permettra de ne pas alimenter le CRCP de montants importants liés à la difficulté à prévoir l'inflation dans le contexte économique actuel.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

ENGIE juge également que l'élargissement du facteur k contribuera à réduire les montants de CRCP non apurés en fin de période et de ce fait reportés sur la période tarifaire suivante. ENGIE considère que l'élargissement de +/- 2% à +/- 3% est un minimum, et qu'un alignement avec le facteur k du stockage (+/- 5%) aurait du sens.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Favorable

GRDF est favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE, en soulignant toutefois que le choix de la formule de lissage devient un paramètre critique dans le contexte actuel. GRDF est ainsi favorable à revenir à une évolution tarifaire du type « marche initiale » puis inflation pour la prochaine période tarifaire.

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire annuelle présentés.

Enagás S.A

Ni favorable, ni défavorable

Enagás welcomes the changes introduced for the calculation of the scenarios, in particular, the inclusion of LNG terminals (PITTM) as relevant entry points for transit.

However, when analysing in detail the flow scenarios considered for calculating the distance between the entry point and VIP Pirineos, Enagás several doubts.

Enagás acknowledges that LNG terminals are used to supply the so-called "transit exit points" as is noticed on page 81 of CRE's public consultation (English version):

CRE considers to keep two flow scenarios, a "summer" scenario (7 months) and a "winter" scenario (5 months) in order to model the different flow scenarios:

- in the "summer" scenario, the IP and PITTM entry points are used to fill the underground gas storage capacities, and to supply the transit exit points and national consumers in proportion to their annual reference consumption;*
- in the "winter" scenario, the IP and PITTM entry points are used to supply the transit exit points, and national consumers are supplied in proportion to their peak consumption with gas from the IP and PITTM entry points and the storage facilities.*

However, in the Excel sheet attached called "Annexe 6 – Scenarios de flux" the "entrée 1" for VIP Pirineos is Dunkerque in the "summer" scenario. This leads to a very high distance in the summer scenario: 935 km. See Figure 1 attached.

Enagás considers that CRE should clarify in the final Decision the reason why Dunkerque is the first entry point instead of any other closer entry, and why the entry points for VIP Pirineos differ from summer and winter. Enagás is concerned that in the summer scenario the Fos LNG terminals are used to fill the storages located in the South of France to the detriment of exports through VIP Pirineos. This leads to the situation that VIP Pirineos is again linked to Dunkerque entry point as it was in the flow scenarios considered for the ATRT7, and consequently to the largest possible distance.

If this was the case, the flow scenarios chosen by the CRE would not match physical reality, creating an artificial separation of the origin of gas flowing to the same areas, neglecting that national consumption in South France, storages and gas exports at VIP Pirineos have the same physical origin made to a large extent from gas from Fos LNG terminals, and not considering restrictions that CRE and French operators claim that remain in mid-France. This would result in **higher costs allocated to gas exports.**

sortie	entrée 1	entrée 2	Distance Eté	entrée 1	entrée 2	Distance Hiver
IR Pirineos	PITTM Dunkerque	PITTM Fos	935	PITTM Fos	PITTM Montoir	684

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

ELENGY

Ni favorable, ni défavorable

Elengy ne se prononce pas, mais précise qu'une certaine stabilité et prévisibilité tarifaires sont souhaitées par l'ensemble des parties prenantes (clients, opérateurs, investisseurs) d'une telle régulation. Si une modification du cadre tarifaire était décidée, le calendrier d'application devrait laisser le temps aux différentes parties prenantes d'en appréhender l'ensemble des conséquences.

Autres acteurs

1 particulier

Favorable

Le mécanisme ATRT8 reprend dans les grandes lignes le mécanisme précédent. Le lissage semble inévitable au regard de l'ampleur de la hausse qu'engendrerait une hausse de 20% en moyenne, en un seul mouvement.

Question 12 : Avez-vous des remarques sur les évolutions de calcul de l'évolution tarifaire, en particulier en ce qui concerne l'ajustement envisagé du terme IPC, pour la prise en compte de l'écart d'inflation entre hypothèse retenue et inflation réalisée en N-1 ? Êtes-vous favorable au maintien à +/-2 % du plafond du facteur k ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Sans avis

UNIDEN

Oui

Favorable au calcul de l'IPC en fonction du taux prévisionnel d'inflation retenu dans le projet de loi de finances pour N+1, mais sans prise en compte du rattrapage réel /révisé vs prévisionnel initial de l'année N.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

En cohérence avec notre réponse à la question 9, l'UPRIGAZ serait plutôt réservée sur la solution proposée par GRT Gaz de rehausser de 2 à 3% le plafond du facteur k.

AAMF

Sans avis

France Gaz

Non

France Gaz est favorable à toute mesure permettant un apurement plus rapide du CRCP, afin de lisser les variations et d'éviter les effets falaise en fin de période tarifaire.

Le relèvement à +/- 3 % du plafond du facteur k est une piste intéressante en ce sens et France Gaz y est favorable. Pour autant, cette mesure n'est sans doute pas suffisante ; l'introduction d'un niveau de plafond variable du coefficient k en fonction du solde pour adapter les conditions d'apurement au niveau du stock de charges accumulés pourrait être intéressant. Une règle commune de détermination du plafond du coefficient k pourrait être retenue pour l'ensemble des opérateurs avec une accélération de l'apurement dès lors que l'on s'approche de la fin de la période.

SPEGNN

Oui

Le SPEGNN considère qu'il faut limiter les risques d'un emballement du niveau du CRCP. Ces risques augmentent fortement dans un contexte de dérèglement climatique, de crises affectant les consommations de gaz (comme les crises sanitaires) et de transition énergétique où des décisions publiques peuvent s'avérer entraîner des conséquences brutales sur les consommations de gaz.

Un solde de CRCP très élevé en fin de période peut entraîner des phénomènes d'emballement tarifaire. Il est légitime et opportun de trouver les voies et moyens pour solder plus rapidement les CRCP.

Dans ce contexte, le SPEGNN est très favorable à l'ajustement permettant de prendre en compte, en dehors du plafonnement du facteur k, l'écart d'inflation entre l'hypothèse retenue et l'inflation réalisée en N-1. Le SPEGNN considère que cette mesure doit également être appliquée aux tarifs de distribution.

Le SPEGNN craint fortement qu'une telle mesure ne suffise à faire face à l'enjeu. Ainsi, l'augmentation du plafonnement du facteur k serait une mesure complémentaire et nécessaire : quand bien même elle n'aurait pas eu d'impact sur la précédente période, cette évolution aurait le mérite de participer à solder plus rapidement les CRCP dans une période où les soldes évolueraient toujours dans le même sens. Le SPEGNN est donc favorable à une augmentation du plafonnement du facteur k.

Le niveau du plafond du coefficient k devrait pouvoir s'adapter au solde à apurer : une même règle serait appliquée à l'ensemble des opérateurs pour déterminer le niveau du plafond du coefficient k qui serait ainsi déterminé par opérateur. A titre purement d'exemple, le niveau du plafond du coefficient k pourrait être déterminé selon la formule suivante par période tarifaire :

- $\frac{1}{4}$ du solde CRCP la première année
- $\frac{1}{3}$ du solde CRCP la deuxième année
- $\frac{1}{2}$ du solde du CRCP la troisième année

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Oui

SEFE MT is in favour of a +/-2 % cap for K factor.

EDF

Oui

EDF est favorable à l'ajustement proposé sur le terme IPC pour prendre en compte l'écart entre inflation réalisée en N-1 et hypothèse retenue pour la construction du tarif.

EDF est également favorable à une hausse du plafond du facteur K à au moins +/-3%. En effet cette hausse permet une répercussion plus rapide des gains ou des coûts aux utilisateurs du réseau, tout en évitant des chocs tarifaires trop importants. De plus, EDF note que le plafonnement retenu dans l'ATS a été fixé à +/-5% au motif que « le niveau de 2% du revenu autorisé pourrait être rapidement atteint, contrairement au coefficient k retenu dans les autres tarifs qui, s'appliquant à la grille tarifaire, est cumulatif sur la période. En fin de période ATS, le solde restant à reporter sur la période suivante pourrait ainsi être élevé, au détriment de la continuité tarifaire ». EDF estime qu'en raison de la situation actuelle, en particulier la forte volatilité des prix, les GRT font face à un risque asymétrique et qu'il existe un fort risque de report sur la période tarifaire suivante.

Eni S.p.A.**Oui**

Eni does not oppose increasing the k-factor to +/-3%.

ENGIE**Oui**

La prise en compte directement dans le tarif des écarts d'inflation permettra de ne pas alimenter le CRCP de montants importants liés à la difficulté à prévoir l'inflation dans le contexte économique actuel. ENGIE y est favorable.

ENGIE juge également que l'élargissement du facteur k contribuera à réduire les montants de CRCP non apurés en fin de période et de ce fait reportés sur la période tarifaire suivante. ENGIE considère que l'élargissement de +/- 2% à +/- 3% est un minimum, et qu'un alignement avec le facteur k du stockage (+/- 5%) aurait du sens.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF est favorable au maintien du +/- 2% du plafond du facteur k et n'a pas de remarque particulière sur les évolutions de calcul de l'évolution tarifaire en ce qui concerne l'ajustement envisagé du terme IPC.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP est favorable au maintien du +/- 2% du plafond du facteur k et n'a pas de remarque particulière sur les évolutions de calcul de l'évolution tarifaire en ce qui concerne l'ajustement envisagé du terme IPC.

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

Enedis fait le constat que le dispositif de CRCP ne permet pas de faire face aux situations économiques exceptionnelles, comme celles que le secteur de l'énergie a subies entre 2020 et 2023. Par conséquent,

Enedis est favorable à la prise en compte de l'écart d'inflation entre hypothèse retenue et inflation réalisée en N-1.

L'augmentation du plafond du facteur k permettrait une répercussion plus rapide des écarts de coûts plutôt qu'une répercussion sur un nombre d'années trop élevé en cas de saturation du CRCP, ce qui est le cas des périodes tarifaires actuelles. Pour autant, pour Enedis, il est avant tout essentiel que le CRCP soit rémunéré au CMPC des nouveaux actifs comme indiqué en réponse à la question 9.

GRDF**Non**

GRDF est favorable à la prise en compte de l'écart d'inflation réalisée en N-1 dans la formule de mise à jour tarifaire, dans la mesure où ces écarts sont mécaniquement reportés sinon dans le CRCP de l'année suivante. C'est un élément parmi d'autres qui peut permettre d'atténuer l'accumulation de montants importants en fin de période.

S'agissant du plafond du facteur k, GRDF est favorable à la révision du mécanisme de plafonnement du k et donc d'apurement annuel du CRCP dans la mesure où le dispositif actuel avec le plafonnement à 2%, suffisant dans un contexte stable qui a prévalu avant 2022, doit s'adapter désormais à l'augmentation du niveau d'incertitude sur l'évolution des charges et des recettes des opérateurs dans le contexte actuel. En effet, de nombreux autres facteurs que l'inflation viennent impacter le tarif avec des impacts de plusieurs % par an du chiffre d'affaires pour

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

chacun d'eux, et peuvent de surcroît se cumuler (ex : évolution des quantités acheminées, prix de l'énergie, réglementation etc...).

Enfin, GRDF fait remarquer que la part des tarifs des infrastructures représente désormais à peine 20% de la facture totale d'un client, il est faux d'affirmer qu'augmenter le plafond serait générateur d'instabilité sur les prix pour le client final, même en le doublant cela resterait un paramètre tout à fait minoritaire dans l'évolution globale des factures (2% d'évolution sur les infrastructures = 0,4% de hausse de facture globale, à comparer à des variations de plusieurs dizaines de % sur la part molécule).

GRTgaz

Non

GRTgaz est favorable à une prise en compte, dans la mise à jour tarifaire annuelle, de l'écart d'inflation au titre de l'année précédente entre la prévision du PLF et l'inflation réalisée. Une telle évolution permettrait de s'assurer que les termes tarifaires évoluent au plus proche de l'inflation réelle et ainsi de réduire le solde du CRCP. L'ajustement proposé de l'IPC semble d'autant plus pertinent que les écarts entre l'inflation prévisionnelle du PLF et l'inflation réalisée sont importants.

S'agissant de l'augmentation du plafonnement du facteur k à +/- 3%, GRTgaz considère qu'il s'agit d'une piste intéressante pour un apurement plus rapide du CRCP dans les cas où des écarts importants de charges ou de recettes se font dans le même sens (par exemple, contexte d'inflation imprévue créant des écarts de trajectoire de CCN et de CNE conjugués à des recettes plus faibles que prévu), même si cela augmenterait la variabilité tarifaire. Le taux d'inflation actuel et les niveaux attendus pour la période ATRT8 justifient une augmentation du plafond du facteur k dont le niveau a été fixé dans un contexte de taux d'inflation très faibles.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

ELENGY

Oui

Elengy est favorable à l'ajustement envisagé du terme IPC en ceci qu'il diminue l'exposition aux plafond/plancher du k et minimise ainsi l'effet des apurements brutaux d'une période tarifaire à la suivante.

Elengy est favorable à l'extension du facteur k à +/- 3% pour permettre d'atténuer une éventuelle forte variation (à la baisse comme à la hausse) au prochain tarif.

Autres acteurs

1 particulier

Oui

- S'agissant de l'inflation : la prise en compte de la prévision la plus récente de la Banque de France en lieu et place du PLF pour l'année N+1 a l'avantage d'un plus grand réalisme, du fait des garanties d'indépendance de celle-ci, et de disposer d'une estimation la plus récente possible. Cela est d'autant plus vrai pour les évolutions du tarif ATRD qui a lieu en Juillet N+1-- sup cela rend accessoirement moins nécessaire un mécanisme de correction ex-post d'un différentiel d'inflation élevé entre prévisionnel et réalisé (qui peut aller également au détriment de l'opérateur d'ailleurs) qui grèverait la simplicité relative du dispositif.

- S'agissant du plafonnement du facteur k à +/-2% : deux options alternatives pourraient être étudiées:

o Un coefficient k inter-opérateur (transport et distribution) : des réallocations pourront avoir lieu, ce qui ne simplifie pas le dispositif d'autant qu'il a lieu en deux temps, néanmoins il permettrait de compenser des hausses de signes opposés de facteurs k, tout en permettant de satisfaire les opérateurs concernés, en apurant leur CRCP afin qu'ils recourent moins à la dette pour financer leurs investissements.

-- sup difficile à mettre en œuvre mais cela peut nourrir des idées à long-terme.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

o Introduire une clause de déplafonnement exceptionnelle une fois par tarif à +3% : si les conditions économiques et le niveau du terme (IPC-X) cumulé le permettent.- sup plus simple, efficace et moins imprévisible que la précédente alternative.

Question 13 : Êtes-vous favorable au principe de netting des CRCP des GRT proposé par Teréga ? Êtes-vous favorable au principe de mutualisation du seuil d'apurement des CRCP des GRT proposé par Teréga ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Ni favorable, ni défavorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable aux propositions formulées par TEREGA.

AAMF

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz

Ni favorable, ni défavorable

N/A

SPEGNN

Favorable

Le SPEGNN est favorable au principe de netting des CRCP des GRT. Si notre compréhension est bonne, il s'agirait d'un transfert d'argent entre consommateurs gaziers raccordés au RPT sans affecter les équilibres économiques des GRT. Ce dispositif de solidarité entre consommateurs gaziers, permet, si ce n'est d'avoir un tarif identique entre GRT, du moins d'harmoniser au niveau national les impacts différents en fonction des opérateurs résultant du solde de leur CRCP en fin de période.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

EDF

Ni favorable, ni défavorable

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Défavorable

ENGIE partage la position de la CRE consistant à rester dans la continuité des règles d'apurement du CRCP actuelles. Les propositions d'évolution de gestion du CRCP formulées par Teréga seraient sources d'une complexité accrue sur les évolutions tarifaires annuelles. La valeur apportée par le netting des CRCP entre GRTs avant apurement auprès des expéditeurs n'apparaît pas clairement. ENGIE est défavorable à la proposition de Teréga.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF est défavorable aux propositions de TEREKA.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP n'a pas d'objection aux propositions formulées par TEREKA.

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

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question.

GRTgaz

Défavorable

GRTgaz n'est favorable ni à la mise en place d'un « netting » entre CRCP des GRT ni au principe de mutualisation du seuil d'apurement des CRCP.

GRTgaz considère que dans la mesure où les tarifs sur le réseau régional ne sont pas péréqués, de telles évolutions devraient dans tous les cas être limitées à la part réseau principal du CRCP, ce qui supposerait au préalable de pouvoir distinguer entre la part réseau principal et la part réseau régional du CRCP de chaque opérateur. Par ailleurs, de telles évolutions introduiraient des complexités qui semblent inutiles si l'on considère que le système de report du CRCP est économiquement neutre. En particulier, elles entraîneraient une perte de visibilité des opérateurs sur leur niveau de CRCP, complexifiant le pilotage financier. Elles pourraient aussi revenir, sans réelle justification, à favoriser un GRT dans l'apurement du CRCP au détriment de l'autre. Une augmentation du plafonnement du facteur k à +/- 3% pourrait contribuer à répondre à la problématique d'apurement du CRCP.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs**1 particulier**

Ni favorable, ni défavorable

En l'absence de simulations sur les différents scénarii et leur probabilité, il est difficile d'estimer le gain qualifié de « marginal » dans cette consultation publique. En l'occurrence, il n'est pas possible de se prononcer de façon objective.

Question 14 : Etes-vous favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour la majorité des charges d'exploitation ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

UNIDEN

Défavorable

L'UNIDEN est favorable à une régulation plus incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et à une approche globale à cet égard. A cet effet, à défaut de rendre 100% des charges d'exploitation incitées, il est proposé de plafonner la somme des charges d'exploitation partiellement incitées et non incitées à 10% du total des charges d'exploitation.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ rappelle son soutien à une régulation incitative à la maîtrise des coûts d'exploitation par les gestionnaires d'infrastructures et ne voit aucune objection au maintien du cadre réglementaire actuel pour la majorité des charges d'exploitation.

AAMF

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable sur le principe au maintien du cadre de régulation actuel pour les charges qui ne sont pas incitées. France Gaz considère toutefois que le périmètre des charges couvertes au CRCP devrait être adapté (cf réponse aux questions suivantes).

SPEGNN

Favorable

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Favorable

SEFE MT is in favour of keeping the current regulatory framework for most of operating charges.

EDF

Favorable

EDF est favorable aux principes du mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation envisagé. Le mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation est un mécanisme vertueux car il génère une incitation à la réalisation de gains de productivité. Il doit néanmoins se limiter aux postes qui sont maîtrisables et prévisibles, le cas échéant sous la forme d'une rémunération incitative symétrique complémentaire. Il est à noter que les standards retenus par la CRE n'auraient pas de sens pour un secteur en pleine expansion tel celui de l'électricité.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

ENGIE est favorable au maintien du cadre de régulation actuel incitant à la maîtrise des coûts. Comme évoqué par la CRE dans le préambule à cette consultation publique, celui-ci a fait ses preuves et a permis une bonne maîtrise des charges d'exploitation.

En complément, un cadre incitatif à l'optimisation des charges d'exploitation à un périmètre inter-opérateur pourrait être utilement instauré pour rechercher un optimum de charges d'exploitations au périmètre transport/stockages/terminaux.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF est favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour la majorité des charges d'exploitation.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP est favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour la majorité des charges d'exploitation.

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

Enedis considère que le cadre de régulation doit être cohérent avec le niveau prévisionnel d'activité sur la période tarifaire à venir. Enedis considère que faire du dernier niveau réalisé atteint (corrigé de l'inflation) le standard à retenir n'est pas pertinent dans un contexte de croissance de l'activité tel qu'il est envisagé dans le secteur électrique du fait de la transition écologique.

GRDF

Favorable

GRDF est favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour la majorité des charges d'exploitation.

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable aux grands principes généraux du cadre de régulation actuel mais souhaite toutefois rappeler ses demandes d'évolution de la prise en compte au CRCP de certains postes (voir dossier tarifaire de GRTgaz pour ce qui concerne les charges d'énergie, et les réponses aux questions suivantes).

Par ailleurs, GRTgaz souhaite que les futures charges relatives à la mise en œuvre du swap stockage (prestation effectuée par les stockeurs pour aider à la résorption des congestions) soient couvertes de la même manière que les autres mécanismes de gestion des congestions (soit 100% CRCP comme actuellement, soit via un recouvrement plus rapide comme demandé par GRTgaz).

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs**1 particulier**

Favorable

Il constitue en théorie un bon équilibre. Néanmoins, il est important d'éviter les arbitrages entre charges incitées et non incitées (ce qui ne veut pas dire qu'il y en ait nécessairement s'agissant des opérateurs en cause). Pour autant,

en pratique, cela est difficile de s'assurer du précédent point à partir du moment où cela requiert de s'immiscer dans la gestion de l'opérateur à un niveau assez fin.

Question 15 : Etes-vous favorable à la position de la CRE concernant le calendrier décalé de fixation du cadre de régulation et de la trajectoire de charges relatives à la mise en œuvre du futur règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est consciente que les GRT et les GRD ont adopté des politiques visant à réduire au maximum les émissions de méthane dès avant l'adoption de mesures communautaires. Dans la mesure où la réglementation communautaire n'est pas encore arrêtée et que subsistent de nombreuses interrogations quant à son impact, l'UPRIGAZ adhère à la position de la CRE visant à n'arrêter son cadre de régulation qu'une fois adoptée la réglementation européenne. Néanmoins, cette disposition doit être compatible avec la clause de rendez-vous incluse dans le tarif.

AAMF

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz

Favorable

Le règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie est susceptible d'avoir un impact très important sur les opérateurs d'infrastructures (contrôle périodique des installations, suivi, détection et réparation des fuites dans des délais fixés par la réglementation, etc.). Cet impact, et le montant des charges d'exploitation associées, sont toutefois difficiles à anticiper à ce stade car ils dépendront des paramètres exacts retenus dans le texte définitif.

En l'absence de visibilité sur le niveau des charges à couvrir, France Gaz est favorable à la proposition de la CRE consistant à attendre l'adoption du texte avant de fixer le cadre de régulation associé. France Gaz souligne toutefois que les impacts associés pour les opérateurs pourraient se matérialiser relativement rapidement, ce qui nécessitera une certaine réactivité pour l'adaptation du cadre réglementaire, pour permettre par exemple une adaptation de la trajectoire de charges à couvrir dès la première année de la période tarifaire. À défaut, la prise en compte dès l'ATRT8 d'un talon de charges à couvrir pourrait être envisagée.

SPEGNN

Favorable

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T**Favorable**

SEFE MT is in favour of Cre's position.

EDF**Favorable**

En l'absence de visibilité sur le niveau des charges à couvrir, EDF est favorable à la proposition de la CRE visant à attendre l'adoption du futur règlement européen avant de fixer le cadre de régulation associé.

Eni S.p.A.**Favorable**

Eni agrees with CRE's position to further analyse how to implement the European regulation once it is adopted.

ENGIE**Ni favorable, ni défavorable**

Les dispositions du projet de règlement européen sont actuellement en cours de discussion en trilogue européen. Si le détail de ces dispositions peut encore évoluer, il apparaît d'ores et déjà que le texte de règlement qui sera prochainement adopté comportera des dispositions contraignantes de surveillance et d'actions visant la diminution des émissions de méthane des opérateurs. ENGIE considère donc qu'il est légitime que les opérateurs demandent à ce que les coûts correspondants soient intégrés dans la trajectoire des charges nettes d'exploitation, et tout écart avec les charges effectivement constatées pris en charge à 100% par le CRCP. ENGIE comprend cependant l'hésitation de la CRE liée au fait que l'ampleur de ces coûts n'est pas connue de façon précise. ENGIE propose deux solutions : (i) l'intégration d'un montant "sans regret" et la couverture à 100% au CRCP de tout écart avec ce montant sans regret, (ii) la possibilité d'intégrer ces coûts à la trajectoire de revenu autorisé une fois le règlement européen adopté, sans avoir à réouvrir l'ensemble du tarif. En tout état de cause, il faut que le principe de couverture à 100% des coûts associés soit acté dès cette période tarifaire. Une inclusion éventuelle dans les trajectoires incitées ne pourrait être envisagée avant l'ATRT9 afin de laisser le temps aux opérateurs de s'approprier les conséquences opérationnelles de cette nouvelle réglementation.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Tout comme la CRE, TEEGF estime que dans la mesure où la réglementation communautaire n'est pas encore arrêtée et que subsistent de nombreuses interrogations quant à son impact, il est prématuré de fixer le cadre de régulation correspondant.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Tout comme la CRE, TEGP estime que dans la mesure où la réglementation communautaire n'est pas encore arrêtée et que subsistent de nombreuses interrogations quant à son impact, il est prématuré de fixer le cadre de régulation correspondant.

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

Enedis partage la définition de la CRE selon laquelle l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée notamment à l'aune des deux critères de prévisibilité et de maîtrise des postes de coûts. Enedis considère que les évolutions juridiques, réglementaires ou législatives, à l'échelle nationale ou européenne, font partie des éléments les moins prévisibles et ne sont pas maîtrisables.

GRDF**Favorable**

GRDF est favorable à la proposition de la CRE concernant le calendrier décalé de fixation du cadre de régulation et de la trajectoire des charges relatives à la mise œuvre du futur règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie.

En effet, le nouveau règlement est en débat au niveau des instances européennes et il subsiste une vraie incertitude (facteur 1 à 10 selon les propositions) quant aux impacts que cela pourrait avoir sur les charges des opérateurs gaziers. Il semble donc déraisonnable (aussi bien pour les consommateurs que pour l'opérateur) de fixer dès à présent une trajectoire et GRDF approuve la proposition de fixer les trajectoires et le cadre réglementaire associé une fois le règlement européen adopté.

GRTgaz

Favorable

Le futur règlement sur les émissions de méthane, en cours de discussion au niveau européen, confronte GRTgaz à de fortes incertitudes liées aux coûts nécessaires dès 2024 à sa mise en conformité aux dispositions du règlement (voire au montant des pénalités en cas d'impossibilité de respecter l'intégralité des exigences du règlement). Quel que soit le texte qui sera in fine adopté, les impacts financiers pour GRTgaz seront dans tous les cas très significatifs et d'application immédiate.

Dans ce contexte, il apparaît indispensable de pouvoir prendre en compte à la fois les charges dès qu'elles doivent être engagées (besoin de charges prévisionnelles) et les incertitudes liées aux CNE qui devront être engagées en période ATRT8 par GRTgaz pour se conformer au futur règlement (besoin d'une possibilité d'ajustement des prévisions et d'un poste au CRCP). Ainsi, au-delà de la nécessité d'un nouveau poste « charges associées au règlement sur les émissions de méthane » inclus au CRCP pour l'ATRT8, GRTgaz demande la prise en compte de charges prévisionnelles dès la définition de la trajectoire de CNE ATRT8, dans l'attente des trajectoires définitives. En effet, il est indispensable pour GRTgaz de pouvoir anticiper les besoins en recrutement car pour respecter ses obligations en termes de fréquences, seuils, délais de détection et réparation des fuites sur l'ensemble de ses infrastructures, GRTgaz devra très rapidement recruter, former et traiter le stock de fuites les plus complexes.

Ce dispositif d'anticipation via une trajectoire prévisionnelle se rapproche de celui mis en place par la CRE dans le cadre du projet « changement de gaz » (conversion du gaz B vers du gaz H dans les Hauts-de-France) de GRDF afin de gérer le manque de données permettant de fixer une trajectoire de CNE définitive lors de l'adoption du tarif ATRD6. Ainsi, la délibération ATRD6 du 23 janvier 2020 a fixé une trajectoire prévisionnelle de CNE du projet « changement de gaz » pour la période 2020-2023, et prévu qu'une future délibération déterminerait les montants de CNE à réellement retenir dans la trajectoire tarifaire ATRD6. Une telle délibération a été prise par la CRE le 11 février 2021, après avoir eu à disposition les éléments permettant de fixer la trajectoire financière définitive du projet « changement de gaz ». Cette délibération fixe la trajectoire de référence du projet « changement de gaz » pour la période 2021-2023, prise en compte à 100% au CRCP.

Les exigences du règlement européen sur les émissions de méthane n'étant pas stabilisées et les impacts financiers et organisationnels étant à la fois significatifs dès l'entrée en vigueur du texte et dans une fourchette encore bien trop large, GRTgaz souhaite que la trajectoire prévisionnelle des CNE induites par l'application de ce règlement soit intégrée dans la trajectoire initiale de CNE de l'ATRT8 puis mise à jour pendant la période tarifaire, par exemple à l'occasion de l'adoption du règlement (sur ce point, la délibération initiale ATRT8 devra prévoir explicitement la possibilité d'incrémenter les CNE pour ce poste).

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

ELENGY

Ni favorable, ni défavorable

Elengy ne se prononce pas, le règlement européen n'étant pas encore paru dans sa version définitive.

Les conséquences en termes de charges associées paraissent importantes pour les opérateurs de transport, et la date de mise en vigueur est proche, ce qui amène de fait à une mobilisation des équipes des opérateurs d'infrastructure dès à présent

Autres acteurs

1 particulier**Favorable**

Il est important de ne pas anticiper dans la mesure où une surestimation potentielle des charges serait difficile à rattraper par la suite. La position de la CRE est donc le seul choix raisonnable.

Question 16 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des charges d'Avantage en Nature Energie de GRTgaz ?**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE****Sans avis****UNIDEN****Oui**

L'UNIDEN partage l'analyse de la CRE concernant la régulation incitative des charges d'Avantage en Nature Energie.

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

Ce sujet fait l'objet de négociations au sein de la branche des IEG. Dans ce cas, l'UPRIGAZ, tout en étant attachée à la politique de sobriété énergétique conduite par la puissance publique, laisse ouverte cette question spécifique de la consultation.

AAMF**Sans avis****France Gaz****Non**

France Gaz ne partage pas l'avis de la CRE, et considère à l'inverse que la couverture de ces charges au CRCP est pertinente. En effet, l'évolution de ces charges au cours de la prochaine période tarifaire est particulièrement difficile à anticiper, compte tenu des multiples incertitudes relatives à l'évolution du prix de l'énergie et à l'application du bouclier tarifaire au tarif agent. S'agissant spécifiquement du gaz, une nouvelle référence de calcul de la différence tarifaire doit être trouvée au sein de la branche des IEG suite à l'extinction définitive des tarifs réglementés de vente. Dès lors, il n'apparaît pas pertinent d'inciter les opérateurs sur ce périmètre de charges.

D'un point de vue sémantique, France Gaz relève que la mention d'un « contrat négocié » entre les différentes entreprises concernées n'est pas pertinent compte tenu du caractère réglementé du dispositif.

SPEGNN**Non**

Le SPEGNN considère comme pertinent le fait d'intégrer au CRCP les charges d'ANE eu égard aux incertitudes exceptionnelles pour la période tarifaire qui s'ouvre : volatilité des prix, boucliers tarifaires inapplicables au tarif agent, négociation en cours sur la nouvelle référence à utiliser en raison de la fin des TRV gaz.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Oui

SEFE MT agree with the CRE's preliminary analysis.

Eni S.p.A.**Sans avis****ENGIE****Non**

ENGIE constate que l'opérateur ne dispose pas de levier d'actions sur ces charges liées à l'Avantage en Nature Energie de ses salariés. Les charges d'Avantage en Nature Energie ne sont pas différentes de charges énergie, dans la mesure où leur montant fluctue avec les prix du gaz et de l'électricité sur les marchés. Par ailleurs, l'opérateur ne peut pas agir sur les volumes consommés par ses collaborateurs à titre privé. Une prise en charge par le CRCP à 100% apparaît donc pertinent.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF soutient totalement la politique de sobriété énergétique que poursuivent les pouvoirs publics. Dans cette perspective, le maintien d'une incitation portant sur le volume d'énergie consommée est totalement justifié.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP soutient totalement la politique de sobriété énergétique que poursuivent les pouvoirs publics. Dans cette perspective, le maintien d'une incitation portant sur le volume d'énergie consommée est totalement justifié.

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

Enedis rappelle que les dispositions relatives à l'avantage en nature énergie sont une prérogative fixée au niveau de la Branche des Industries Electriques et Gazières. Ce n'est donc qu'à ce niveau qu'une évolution de l'Avantage en Nature Energie dont une incitation portant sur les volumes d'énergie consommés pourrait être mise en place, en cohérence avec les objectifs de sobriété fixés par le gouvernement.

Par ailleurs, Enedis considère que les écarts constatés sur les charges d'Avantage en Nature Energie sont la conséquence immédiate de la crise des prix sur les marchés de l'énergie, lesquels sont considérés par la CRE comme non prévisibles ni maîtrisables, donc éligibles au CRCP. Sur la période tarifaire précédente, les écarts entre les hypothèses d'augmentation des TRVE et TRVG retenues par la CRE et les augmentations réelles sont très importants et démontrent la non prévisibilité de ces charges.

GRDF**Non**

En préambule, GRDF rappelle que l'Avantage en Nature Energie relève du statut des Industries Electriques et Gazières et le montant des reversements des opérateurs à EDF et Engie est une simple déclinaison du contrat négocié entre les groupes EDF et Engie. La formulation de la CRE est ambiguë sur ce point et laisse penser que les opérateurs peuvent négocier leur quote-part ce qui n'est pas le cas.

GRDF ne partage pas l'analyse de la CRE dans la mesure où il existe de vraies incertitudes quant aux prix futurs de l'énergie (gaz et électricité) et partage donc la posture des opérateurs de voir porter au CRCP les écarts afférents au prix des énergies inclus dans la trajectoire de coûts de l'Avantage en Nature Energie.

GRTgaz**Non**

Le niveau constaté des charges d'ANE est à la fois peu prévisible et peu maîtrisable. D'une part, il est très difficile de prévoir l'évolution des prix des énergies sur la période ATRT8, et donc l'écart de prix qui sera à couvrir par l'ANE, ainsi que les évolutions éventuelles de fiscalité applicable. D'autre part, GRTgaz rappelle qu'il ne dispose d'aucune possibilité de contrôler le niveau d'ANE réalisé qui s'impose à lui chaque année.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

GRTgaz considère ainsi qu'il conviendrait d'inclure au périmètre du CRCP un poste « charges d'avantage en nature énergie » dont les écarts par rapport à la trajectoire de référence seraient pris en compte à 100% au CRCP. De cette façon, tout écart de prix des énergies par rapport aux hypothèses prises pour la définition de la trajectoire de charges d'ANE serait neutralisé via la couverture à 100% au CRCP. Cela permettrait de s'assurer qu'une évolution à la baisse des prix des énergies se traduirait dans les évolutions tarifaires annuelles, au bénéfice des consommateurs. A l'inverse, l'opérateur ne serait pas pénalisé en cas de prix supérieurs aux prévisions, sur lesquels il n'a pas de prise. Pour rappel, le dispositif des reversements n'est pas fixé dans le cadre de « contrats négociés » mais dans un cadre réglementaire.

La CRE considère que le maintien du cadre actuel de régulation incitative des charges d'ANE est justifié notamment par les objectifs de sobriété fixés par le gouvernement mais cela ne remet pas en cause le caractère peu prévisible et peu maîtrisable de ces charges et donc leur inclusion au CRCP.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

ELENGY

Non

Elengy ne partage pas l'analyse préliminaire de la CRE. Les opérateurs n'ayant de pouvoir ni sur les prix, ni sur les volumes, la charge liée à l'avantage énergie des IEG est par définition une charge non maîtrisable par l'opérateur, éligible de ce fait au CRCP.

Autres acteurs

CFE-CGC Energies

Nous sommes opposés strictement à la moindre tentative de régulation ou d'incitation de baisse sur ce "poste" qui n'a rien à voir avec la tarif ATRT8 et qui est lié au statut spécifique des IEG de tous les salariés des entreprises électriques et gazières ! Les avantages des salariés de GRTgaz font partie intégrante de leur statut, de leur package de rémunération et donc de l'attractivité de ces métiers nécessitant compétences et engagement. Ils n'ont donc pas à faire l'objet de la moindre analyse, ni préconisations dans ce tarif !

1 particulier

Oui

La position de GRTgaz peut s'entendre. Néanmoins, le signal envoyé est discutable en effet. Du reste, cela implique également un dialogue social interne pour plafonner la couverture via l'avantage en nature énergie. Cela est plus facile à dire qu'à faire car le sens de l'intérêt général peut être très aléatoire en fonction des situations concernées, et sur ce point, l'opérateur peut ne pas avoir de réelle prise sur le sujet. En ce sens, dans un contexte pragmatique, la demande de l'opérateur se comprend jusqu'à un certain point.

Question 17 : Etes-vous favorable à la modification du rythme et des modalités de recouvrement des charges liées aux mécanismes de résorption des congestions et au mécanisme d'interruptibilité ainsi que de redistribution des excédents de recettes d'enchères de capacité telle que proposée par GRTgaz ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Ni favorable, ni défavorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

Sur un plan général, l'UPRIGAZ est favorable à ce que les charges considérées comme définitivement irrécouvrables soient couvertes à 100% par le CRCP. Bien que cela ne fasse pas l'objet de la consultation, les membres de l'UPRIGAZ rappellent que les fournisseurs de gaz et d'électricité continuent de supporter la charge des accises pour les factures définitivement irrécouvrables ; l'Administration se retranchant derrière la directive européenne sur accises pour refuser tout remboursement de ces montants. Ils supportent également les charges de transport pour ce qui concerne le gaz.

Dans l'environnement actuel de redéfinition des flux de gaz, il est primordial que les capacités de transport disponibles soient utilisées au mieux pour remplacer les approvisionnements en provenance de Russie. Dans ce contexte, il nous paraît justifié que le recouvrement des charges de congestion et d'interruptibilité ainsi que la redistribution des excédents de recettes d'enchères s'opèrent auprès de tous les utilisateurs du réseau, et non uniquement à ceux alimentant des consommateurs français. La couverture au CRCP est le moyen le plus efficace de réaliser cet objectif. Cela permet également de s'assurer que l'intégralité de ces charges et produits est bien répercutée ou recouvrée par les consommateurs finals.

AAMF

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz n'exprime pas de position sur cette question, qui serait de nature à accélérer la résorption des charges ou produits associés pour les opérateurs d'infrastructures mais serait source de complexité pour les expéditeurs devant refacturer les montants associés à leurs clients à un rythme mensuel.

En tout état de cause, l'ordre de grandeur des montants associés apparaît difficile à anticiper, et le fait que des montants aussi élevés que ceux constatés en 2022 dans le contexte particulier de congestions Sud-Nord se retrouvent à l'avenir n'apparaît pas évident.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Favorable

SEFE MT is in favour of the change proposed by GRTgaz aimed at creating an additional short-term incentive for shippers to participate in the smooth operation of the TRF in the event of congestion.

EDF

Défavorable

EDF est très défavorable à la proposition faite par GRTgaz. En effet, les modalités contractuelles avec les clients ne prévoient pas le reversement d'un éventuel excédent ou le recouvrement d'une perte. Ainsi, il pourrait s'avérer compliqué de récupérer ou de reverser les montants financiers en question, a fortiori compte tenu de l'incapacité des fournisseurs à prévoir l'évolution de ces charges. Une intégration dans le CRCP telle que c'est le cas actuellement doit être maintenue.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Ni favorable, ni défavorable

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF partage l'analyse de la CRE. Il nous paraît justifié que le recouvrement des charges de congestion et d'interruptibilité ainsi que la redistribution des excédents de recettes d'enchères s'opèrent auprès de tous les utilisateurs du réseau, et non uniquement à ceux alimentant des consommateurs français. Par ailleurs, la couverture au CRCP est le moyen le plus efficace de réaliser cet objectif. Cela permet également de s'assurer que l'intégralité de ces charges et produits est bien répercutée ou recouvrée.

Enfin comme la CRE, TEEGF n'est pas favorable à la modification du rythme et des modalités de recouvrement des charges liées aux mécanismes de résorption des congestions.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP partage l'analyse de la CRE. Il nous paraît justifié que le recouvrement des charges de congestion et d'interruptibilité ainsi que la redistribution des excédents de recettes d'enchères s'opèrent auprès de tous les utilisateurs du réseau, et non uniquement à ceux alimentant des consommateurs français. Par ailleurs, la couverture au CRCP est le moyen le plus efficace de réaliser cet objectif. Cela permet également de s'assurer que l'intégralité de ces charges et produits est bien répercutée ou recouvrée.

Enfin comme la CRE, TEGP n'est pas favorable à la modification du rythme et des modalités de recouvrement des charges liées aux mécanismes de résorption des congestions.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question.

GRTgaz

Favorable

Des coûts incertains mais significatifs de spread localisé (gestion des congestions) et d'interruptibilité garantie sont anticipés pour les prochaines années. Si la prise en compte de ces coûts à 100% au CRCP permet d'assurer une couverture des risques, elle n'est pas à même de permettre la redistribution/récupération rapide et intégrale des écarts qui pourraient apparaître (décalage significatif potentiel lié à la couverture des écarts à partir de l'évolution tarifaire de l'année suivante uniquement, et potentiellement de façon partielle compte tenu du plafond d'apurement du CRCP, ce qui peut générer des écarts considérables à résorber par le CRCP sur la durée). Pour plus de réactivité du cadre tarifaire, GRTgaz propose donc une couverture des coûts de gestion des congestions et d'interruptibilité garantie de GRTgaz au travers d'une facturation mensuelle reprenant les principes de la facturation de la neutralité financière de l'équilibrage et non plus par l'intermédiaire du CRCP.

De façon symétrique, les montants très importants d'excédents d'enchères de capacité constatés récemment remettent en cause la pertinence de les intégrer au CRCP (décalage temporel de la redistribution d'une année à minima, étalement du reversement sur plusieurs années du fait de l'importance des montants à redistribuer, risque de stock de CRCP élevé sur la période ATRT8...). GRTgaz rappelle que l'évolution des modalités de redistribution de ces excédents (d'une redistribution à chaque expéditeur au prorata des quantités de gaz livrées à des consommateurs finals sur le réseau de transport à un reversement aux utilisateurs via le CRCP) mise en place au 1^{er} avril 2022 était notamment justifiée par la forte diminution des montants constatés. Compte tenu de l'importance potentielle des montants en jeu sur la période ATRT8, GRTgaz propose ainsi de revenir aux modalités de redistribution appliquées en début de période ATRT7, donc hors CRCP, en adaptant éventuellement la fréquence de redistribution (annuelle, semestrielle voire mensuelle si besoin). Il est précisé que les montants individuels de redistribution seraient calculés par GRTgaz et que le montant unitaire des excédents de recettes d'enchères ainsi redistribué serait publié sur le site internet de GRTgaz.

GRTgaz partage l'analyse préliminaire de la CRE selon laquelle le recouvrement mensuel des charges de congestion créerait une incitation supplémentaire pour que les expéditeurs participent au bon fonctionnement du système en cas de congestion. GRTgaz note également que les réserves exprimées par la CRE quant à la proposition de modification du rythme et du mode de recouvrement des charges liées aux mécanismes de résorption des

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

congestions et au mécanisme d'interruptibilité ainsi que de redistribution des excédents d'enchères de capacité sont justifiées par l'inadéquation d'une refacturation/redistribution aux expéditeurs au prorata des quantités de gaz livrées aux points de livraison consommateur et aux PITD.

GRTgaz rappelle qu'une telle modalité de redistribution/refacturation a pour avantage de constituer une référence connue et acceptée par le marché. Elle est identique à celle portant sur la participation à la neutralité financière de l'équilibrage et à celle qui s'appliquait en début de période ATRT7 pour la redistribution des excédents d'enchères de capacités. S'agissant du cas particulier des coûts de congestions, elle revient à répartir ces coûts sur les consommateurs situés en France, qui sont bien ceux qui perçoivent les bénéfices de la mise en place de la zone unique en termes notamment de liquidité du marché et de compétitivité des prix. En cela, cette règle de répartition ne modifierait pas fondamentalement la situation existante, la couverture des coûts de spread localisé par le CRCP faisant déjà aujourd'hui reposer la majeure partie des charges sur le réseau aval qui représente environ 70% des recettes d'acheminement de GRTgaz.

Afin de prendre en compte l'analyse préliminaire de la CRE, la clé de répartition proposée pourrait être adaptée de manière à s'assurer d'un recouvrement des charges de congestion et d'interruptibilité, et d'une redistribution des excédents de recettes d'enchères auprès de tous les utilisateurs du réseau. Ainsi, en plus des quantités livrées aux points de livraison consommateur et aux PITD, les quantités livrées en entrée/sortie aux PIR pourraient être prises en compte pour la redistribution des excédents de recettes d'enchères. S'agissant des charges de congestion et d'interruptibilité, la clé de répartition pourrait être identique à celle s'appliquant à la redistribution des excédents d'enchères, voire intégrer en complément les quantités livrées en entrée/sortie aux PITS, et en entrée aux PITTM.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Défavorable

La position de GRTgaz peut s'entendre. Néanmoins, l'impératif d'équité impose en effet de rester sur un mécanisme de type CRCP.

Question 18 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Oui

UNIDEN

Sans avis

Cf. réponse à la question 14.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Oui

AAMF

Sans avis

France Gaz

Non

France Gaz partage globalement la position de la CRE consistant à reconduire le niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation, à l'exception du poste « impôts et taxes ». Il n'apparaît en effet pas pertinent d'inciter les opérateurs sur la maîtrise de ce poste dans la mesure où celle-ci n'est pas à leur main.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Sans avis

No opinion.

EDF

Non

EDF considère que les impôts, redevances et taxes, qui ne sont pas un poste raisonnablement prévisible et maîtrisable, devraient être intégrés au CRCP. En effet, les taux d'impôts, redevances et taxes peuvent évoluer au

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Oui

ENGIE considère que la régulation a bien fonctionné sur les périodes tarifaires précédentes et celle en cours, dans la mesure où elle a permis une bonne maîtrise des coûts. ENGIE est favorable à un niveau d'incitation qui permette aux opérateurs d'assurer leurs missions tout en maîtrisant les coûts dits manœuvrables.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF partage la position de la CRE sur ce point.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP partage la position de la CRE sur ce point.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Sans avis

GRDF n'a pas d'avis sur cette question.

GRTgaz

Oui

GRTgaz est favorable à la reconduction du niveau d'incitation des autres charges et produits d'exploitation.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs

1 particulier

Sans avis

Question 19 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à étudier une évolution du dispositif d'incitation des charges d'énergie ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Oui

UNIDEN

Sans avis

Cf. réponse à la question 14.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ soutient par principe les actions d'économie d'énergie aussi bien chez les consommateurs individuels que chez les industriels. Dans ce contexte, les opérateurs gaziers ne peuvent se soustraire à cette exigence. Il est donc légitime qu'une régulation incitative les encourage à participer à l'effort collectif. Il est donc clair que l'incitation porte sur le volume d'énergie consommée par les GRT rapportés aux flux, mais qu'en revanche, les évolutions de prix difficilement maîtrisables doivent être prises en compte à 100% dans le CRCP.

AAMF

Sans avis

France Gaz

Non

Les charges d'énergie représentent un poste de charge particulièrement difficile à maîtriser pour les opérateurs en raison de la volatilité très importante des prix de l'énergie. En tout état de cause, les opérateurs d'infrastructures sont déjà fortement mobilisés sur ce volet et mettent en place les actions pertinentes permettant de réduire les charges énergie. Dans la mesure où l'évolution de ce poste dépend en premier lieu de la fluctuation des prix de marché, on n'identifie pas de marge de manoeuvre supplémentaire pour réduire significativement les coûts associés.

La perspective de définition d'une trajectoire de référence, si elle est intéressante en théorie, paraît très complexe à mettre en oeuvre en pratique et risque donc de mobiliser des ressources importantes pour un résultat incertain. France Gaz considère ainsi que le cadre réglementaire prévu dans l'ATRT7 en janvier 2023 dans le cadre des mesures d'urgences est pertinent et qu'il devrait être reconduit pour l'ATRT8.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Oui

SEFE MT agrees with CRE that it is important to continue to encourage TSOs to optimise their energy consumption. SEFE MT is not opposed to a change in the system of incentives for energy charges.

EDF

Oui

EDF est favorable à étudier une évolution du dispositif d'incitation des charges d'énergie.

La régulation incitative doit porter des charges ou recettes prévisibles et maîtrisables. En raison de sa dépendance à l'évolution des prix de marché, les charges d'énergie s'avèrent difficilement prévisibles et maîtrisables comme le démontre la situation actuelle. En revanche, les volumes d'énergie consommés sont à la main des GRT et il est sain de les inciter à maîtriser et réduire ces consommations.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Oui

ENGIE est favorable à la mise en œuvre d'une méthode simple et qui reflète ce qui est véritablement à la main des opérateurs. Autant les volumes peuvent être optimisés à la marge (et dans une mesure très limitée, car les charges d'énergie nécessaires à la conduite du réseau sont essentiellement guidées par les nominations des expéditeurs), autant les prix sont difficilement maîtrisables par les opérateurs (au-delà des politiques d'achats à terme qu'ils mènent sous le contrôle du Régulateur). ENGIE considère ainsi que la reconduction de ce qui a été mis en place lors de l'ATRT7 (90%) serait une bonne décision et permettrait de conserver un mécanisme adapté à la volatilité des prix de l'énergie que l'on constate depuis maintenant plus de 18 mois. A défaut, un système qui serait incitatif sur les volumes et non sur les prix pourrait être étudié. Dans tous les cas, il convient de ne pas augmenter l'exposition financière (en montant total) supportée par les opérateurs gestionnaires de réseaux.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Par principe, TEEGF soutient les mesures incitant à l'économie d'énergie aussi bien chez les consommateurs individuels que chez les industriels. Ceci est d'autant plus valable pour les opérateurs gaziers.

TEEGF comme la CRE considère que la proposition de Terega affaiblirait la portée de la régulation incitative.

Par ailleurs, 2022 a été une année extrêmement chahutée en raison du contexte géopolitique. Les prix en 2023 sont revenus à des niveaux plus usuels et comparables aux énergies alternatives au gaz. Il semble donc difficile d'envisager une évolution des modalités de régulation sur le seul cas exceptionnel de l'année 2022.

Néanmoins TEEGF n'a pas d'objection à ce qu'une étude soit menée sur une possible évolution du dispositif.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Par principe, TEGP soutient les mesures incitant à l'économie d'énergie aussi bien chez les consommateurs individuels que chez les industriels. Ceci est d'autant plus valable pour les opérateurs gaziers.

TEGP comme la CRE considère que la proposition de Terega affaiblirait la portée de la régulation incitative.

Par ailleurs, 2022 a été une année extrêmement chahutée en raison du contexte géopolitique. Les prix en 2023 sont revenus à des niveaux plus usuels et comparables aux énergies alternatives au gaz. Il semble donc difficile d'envisager une évolution des modalités de régulation sur le seul cas exceptionnel de l'année 2022.

Néanmoins TEGP n'a pas d'objection à ce qu'une étude soit menée sur une possible évolution du dispositif.

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

Enedis est favorable à une étude pour faire évoluer le dispositif d'incitation des charges d'énergie afin de tenir compte du contexte de forte évolution des prix du gaz et de l'électricité. Enedis souligne la nécessité de mettre à jour ce dispositif lors des futures évolutions réglementaires, en particulier la fin de l'ARENH.

GRDF

Oui

GRDF est favorable à l'évolution proposée par la CRE.

Le nouveau dispositif d'incitation des charges d'énergie des GRT proposé par la CRE se rapproche davantage du mécanisme d'incitation actuel des charges relatives aux pertes et différences diverses de GRDF. En effet, le dispositif actuel incite GRDF à maîtriser le volume de ses pertes sans qu'il ne subisse le risque sur le prix du gaz.

GRTgaz

Oui

En dépit des évolutions favorables mises en place par la CRE lors de mise à jour tarifaire du 1^{er} avril 2023 (hausse de la couverture au CRCP à 90% et plafonnement du montant soumis à incitation), les opérateurs restent encore largement exposés à la variabilité des prix du gaz, de l'électricité et du CO2, ainsi qu'aux écarts portant sur les besoins d'énergie motrice en volume, liés à des évolutions de flux parfois difficilement prévisibles (les flux traditionnellement observés ont ainsi été totalement bouleversés par les répercussions de la guerre en Ukraine). Compte tenu de ce bouleversement, les écarts entre les charges d'énergie prévisionnelles et les charges réalisées pourront vraisemblablement s'élever à plusieurs dizaines de millions d'euros, l'application de la couverture au CRCP à 90% et du plafonnement n'empêchant pas une exposition à un malus conséquent, supérieur à 10 M€/an.

Une telle exposition financière étant sans commune mesure avec celle qui prévalait au moment de la fixation du tarif ATRT7, GRTgaz demande le maintien de la couverture au CRCP actuelle de 90% associée à un plafonnement à +/- 3M€ des montants de bonus/malus associés au poste de CRCP « Energie et quotas de CO2 ». GRTgaz considère cette demande cohérente avec l'analyse préliminaire de la CRE selon laquelle l'incitation pour les GRT à maîtriser leurs charges d'énergie ne doit pas devenir disproportionnée.

Toutefois, GRTgaz est ouvert à toute autre évolution du dispositif d'incitation des charges d'énergie destinée à limiter l'exposition des GRT à l'évolution des prix des énergies. Ainsi, GRTgaz est favorable au principe envisagé par la CRE d'une incitation pour le prix d'achat de l'énergie fondée sur un prix de référence du gaz et de l'électricité, permettant ainsi de limiter le risque prix des GRT. GRTgaz contribuera au travail de fond souhaité par la CRE pour vérifier la faisabilité d'un tel dispositif.

Compte tenu de la forte variabilité des besoins en énergie motrice constatés récemment, GRTgaz souhaite également qu'une réflexion puisse être menée concernant le niveau d'incitation sur les volumes, incluant en particulier le maintien d'une couverture au CRCP à 90% (plutôt qu'un retour au taux de couverture en vigueur avant les bouleversements liés à la guerre en Ukraine).

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

ELENGY

Non

Il s'agit de l'un des postes de charges les moins maîtrisables par l'opérateur tant au niveau du prix que du niveau de volume. Elengy plaide en faveur du maintien des dispositions décidées par la CRE dans la délibération du 31 janvier 2023 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel et qui avait été adapté de façon similaire aux terminaux.

Autres acteurs

1 particulier

Oui

Eliminer toute incitation dans un contexte de sobriété et d'effort demandés à la collectivité serait en effet un signal discutable. Néanmoins, faire porter un risque prix non maîtrisable par les opérateurs par définition ne serait pas non plus justifié.

En ce sens, garder une incitation relative sur les volumes et couvrir intégralement le risque prix en est une traduction très raisonnable.

Question 20 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux d'un budget supérieur à 20 M€ ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Oui

UNIDEN

Oui

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ partage la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux d'un budget supérieur à 20 M€.

AAMF

Sans avis

France Gaz

Oui

France Gaz partage dans l'ensemble la position de la CRE de reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux d'un budget supérieur à 20 M€. Pour mieux tenir compte de la variabilité des coûts, a fortiori dans un contexte d'inflation élevée, France Gaz propose de modifier la bande de neutralité pour la porter à +/-10 % du budget cible.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Oui

SEFE MT is in favour of CRE's position.

EDF

Oui

EDF considère que ce seuil de 20 M€ est adapté.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Oui

ENGIE considère que ce mécanisme a fait ses preuves, qu'il est effectivement vertueux et qu'il doit être reconduit.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF partage la position de la CRE.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP partage la position de la CRE.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF**Oui**

Favorable

Le dispositif de régulation incitative appliqué aux projets supérieurs à 20 M€ paraît vertueux sous réserve de ne pas induire une complexité et des coûts de traitement supérieurs au bénéfice potentiel pour la collectivité.

GRTgaz**Non**

GRTgaz n'est pas favorable à la reconduction de ce mécanisme dans des conditions identiques.

Si GRTgaz partage la volonté de maîtrise des coûts d'investissements de la CRE, la tolérance de 5% paraît insuffisante au vu de la réalité des projets. Malgré la volonté de GRTgaz de contenir ses budgets d'investissements, les projets industriels restent soumis à des aléas non totalement maîtrisables par GRTgaz : les coûts de réalisation des projets peuvent varier significativement en fonction d'impondérables difficilement prévisibles en phase d'étude (obstacles dans les sous-sols, obligations environnementales, tension sur les marchés d'approvisionnement ...).

Dans son bilan sur la régulation incitative à la maîtrise des coûts d'investissements, la CRE limite son bilan au processus de fixation du budget cible, qui a abouti sur les 6 projets soumis à régulation incitative à des ajustements moyens de 9%. Les projets audités pendant l'ATRT7 étant pour la plupart en cours de réalisation, il est trop tôt pour tirer un bilan complet de ce mécanisme. Cependant, le retour d'expérience des projets mis en service et soumis à régulation incitative lors de l'ATRT6 montre des écarts des coûts à terminaison de plus de 5% par rapport aux budgets cibles. On peut donc observer que les ajustements moyens constatés (-9%) couplés à une tolérance de 5% conduisent à une asymétrie importante de ce dispositif en défaveur des opérateurs, les bonifications étant inatteignables.

Un retour à une tolérance de 10% serait préférable pour équilibrer le dispositif et serait plus adaptée à une période d'inflation élevée.

Si la CRE souhaitait maintenir le seuil de 5%, il apparaît nécessaire que le budget cible puisse être révisable a posteriori, en cas de dépassement important, au cas par cas sur la base d'un dossier soumis par l'opérateur afin d'identifier les surcoûts non maîtrisables par l'opérateur.

GRTgaz rappelle par ailleurs que le processus de fixation du budget cible implique une mobilisation importante de ressources internes pour répondre à l'audit et est source de délais supplémentaires pour les projets. GRTgaz suggère d'alléger le dispositif pour les projets donnant lieu à un paiement direct par un tiers (raccordement d'un client, déviation du réseau pour un aménageur) : le dispositif contractuel entre GRTgaz et ses clients permet d'assurer une maîtrise des coûts, qui sont pris en charge par le client.

Dunkerque LNG**Sans avis**

NA

ELENGY**Sans avis**

Elengy ne se prononce pas concernant le niveau incitatif budgétaire de 20 M€ concernant les opérateurs de transport de gaz naturel. Elengy s'interroge toutefois sur le retour d'expériences de la CRE cité (audits des 6 projets réalisés) qui ne compare que le budget cible défini par la CRE au budget estimé par l'opérateur. Un retour d'expérience basé sur le coût final d'investissement comparé au budget cible permettrait de juger la pertinence des approches de l'auditeur et faire le cas échéant évoluer le dispositif.

Autres acteurs**1 particulier****Oui**

Sans faire de procès d'intention, de façon théorique, le risque de gold-plating est avéré par la théorie économique. En conséquence, ce mécanisme est justifié. La question du seuil optimal est à documenter néanmoins.

Question 21 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux en dehors des grands projets ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Oui

UNIDEN

Oui

Associations professionnelles

UPRIGAZ

La formule de calcul du bonus de commercialisation doit refléter la performance et l'innovation commerciale des opérateurs tout en valorisant l'impact à la baisse du terme de compensation stockage.

AAMF

Sans avis

France Gaz

Oui

France Gaz partage dans l'ensemble la position de la CRE de reconduire le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux en dehors des grands projets. Pour mieux tenir compte de la variabilité des coûts, a fortiori dans un contexte d'inflation élevée, France Gaz propose de modifier la bande de neutralité pour la porter à +/-10 % du budget cible.

Par ailleurs, France Gaz recommande de dimensionner le nombre d'audits réalisés en tenant compte de l'investissement en temps nécessaire pour répondre précisément.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Oui

SEFE MT is in favour of CRE's position.

EDF

Non

EDF ne partage pas la position de la CRE. En effet, il ne semble pas approprié d'appliquer des principes adaptés aux grands projets à des projets de taille plus réduite. De plus, cela multiplierait les indicateurs de régulation incitative au-delà du raisonnable.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Sans avis

Si la CRE souhaite reconduire ce mécanisme pour certains projets dont le budget est inférieur à 20 M€ (investissements réseaux hors grands projets), ENGIE considère que cela doit garder un caractère exceptionnel comme cela a été le cas sur la période ATR7.

En effet, les audits des budgets d'investissement représentent une charge de travail importante et in fine, un coût significatif, pour les équipes projet des opérateurs. Ce coût vient s'ajouter aux dépenses d'exploitation des opérateurs, que le régulateur cherche à limiter par ailleurs.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF partage la position de la CRE sur ce point.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP partage la position de la CRE sur ce point.

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

Non

Défavorable

L'extension du dispositif de régulation incitative appliqué aux projets supérieurs à 20 M€ aux investissements de moindres coûts ne paraît pas efficiente au regard de la complexité et des coûts de traitement induits, sans garantie que cela génère un bénéfice pour la collectivité.

GRTgaz

Oui

GRTgaz n'est pas opposé à la reconduction de ce mécanisme mais appelle à ce que ce mécanisme reste proportionné aux gains escomptés : les audits représentent une charge importante pour les équipes concernées et une source de ralentissement des projets. Les impacts des audits sur le planning et la conduite des projets doivent rester limités afin de ne pas dégrader l'efficacité de l'opérateur.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs**1 particulier**

Oui

Toujours sans faire de procès d'intention, et en lien d'ailleurs avec la définition du seuil optimal, cette possibilité est un mécanisme dissuasif. En ce sens, vu les deux points précédents, il est fondé économiquement.

Question 22 : Etes-vous favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures » ?**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Favorable

UNIDEN

Favorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Les retours d'expérience sur la maîtrise des coûts et du mécanisme incitatif a permis de s'assurer de l'efficacité des procédures mises en oeuvre, et dans cet esprit, l'UPRIGAZ est favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures ».

AAMF

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz est favorable dans l'ensemble à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures », à l'exception du cas du volet SI.

En effet, les trajectoires définies en début de période peuvent s'avérer difficiles à tenir pour les opérateurs, dans la mesure où ils n'ont pas tous les leviers à leur main. Par ailleurs, les évolutions réglementaires en cours de période sont susceptibles de nécessiter des développements SI de la part des opérateurs d'infrastructures pouvant être importants et qu'il n'est en tout état de cause pas possible d'anticiper en début de période. Dès lors, la pertinence du maintien d'une incitation à 100 % sur les charges SI est à interroger.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Favorable

SEFE MT is in favour of the reconduction of the cost control incentive system for "non-infrastructure" investments.

EDF

Favorable

EDF est favorable à la reconduction du dispositif actuel à l'exception des charges SI. En effet, EDF considère qu'il s'agit d'activités stratégiques, notamment les enjeux de digitalisation du réseau qui sont au cœur de l'évolution de l'activité du gestionnaire de réseau sur lesquelles ils n'ont pas la totale maîtrise. Ainsi, une incitation de 100% n'est pas souhaitable.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Sur la base du retour d'expérience mené par la CRE, TEEGF est favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures ».

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Sur la base du retour d'expérience mené par la CRE, TEGP est favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures ».

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Favorable

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

GRDF est favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures ».

Toutefois, GRDF attire l'attention de la CRE sur la nécessité de réintégrer dans le mécanisme de couverture au CRCP certains grands projets SI qui ne relèvent pas de choix politiques des opérateurs mais leur sont imposés par les éditeurs (d'ERP notamment) et/ou par des évolutions réglementaires (en termes de cybersécurité ou mise à disposition de données par exemple), avec des effets prix qui ne sont pas forcément anticipables et maîtrisables compte tenu de la structure des marchés dans le domaine SI. Ce mécanisme nous semble bien plus transparent et efficace afin de couvrir le risque financier des opérateurs, et éviterait les régularisations ex-post entre périodes tarifaires envisagées par la CRE en cas de report de projet d'ampleur.

GRTgaz

Favorable

Dans l'ensemble, GRTgaz est favorable à la reconduction du mécanisme d'incitation des charges « hors infrastructures ».

GRTgaz s'interroge cependant sur les modalités de retraitement de la trajectoire fixée pour l'ATRT8 des grands projets inclus dans la trajectoire ATRT7 mais non réalisés. Le retraitement des grands projets prévus mais non réalisés doit également prendre en compte la contrainte créée par la nécessaire prise en compte par l'opérateur en cours de période d'évolutions réglementaires non prévues dans le cadre d'une trajectoire de charges fixée et incitée à 100%. Des éventuels retraitements devront dans tous les cas faire l'objet d'une analyse au cas par cas.

GRTgaz rappelle également que la fixation d'une trajectoire ex-ante sur une période longue de 4 ans pour l'ensemble des dépenses hors réseau n'est pas forcément compatible avec la rapidité des évolutions du secteur des systèmes d'information ou des évolutions réglementaires dans les secteurs de la mobilité et des bâtiments.

Le niveau de charge d'exploitation et de capital retenu pour le tarif ATRT8 devra prendre en compte ces nouveaux enjeux, et non seulement le niveau de performance atteint pendant l'ATRT7.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Favorable

Ce mécanisme permet en théorie une absence d'arbitrage. Il est donc, en l'absence d'alternative à proposer, à conserver.

Question 23 : Etes-vous favorable à l'harmonisation du cadre de régulation des actifs SI de Teréga avec le cadre appliqué aux autres opérateurs ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Dans la mesure où les fournisseurs ne sont pas impactés par la coexistence de plusieurs systèmes d'information, l'UPRIGAZ ne voit pas l'intérêt à l'harmonisation que la CRE appelle de ses vœux.

France Gaz

Ni favorable, ni défavorable

N/A

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

EDF

Favorable

L'expérimentation menée lors de l'ATRT7 n'ayant pas permis de conclure à une meilleure efficacité du mécanisme proposé par Teréga, il n'a pas lieu d'appliquer un cadre de régulation différent pour Teréga.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF est favorable à l'harmonisation du cadre de régulation pour tous les opérateurs.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP est favorable à l'harmonisation du cadre de régulation pour tous les opérateurs.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Favorable

GRDF est favorable à l'harmonisation du cadre de régulation des actifs SI de Teréga avec le cadre appliqué aux autres opérateurs.

GRTgaz

Ni favorable, ni défavorable

GRTgaz ne se prononce pas.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier**Favorable**

Il est difficile de se prononcer sur une durée d'expérimentation courte relativement et sans détails supplémentaires. Néanmoins, il est facile de voir le risque de surestimer la trajectoire ex ante puis de réaliser un arbitrage (sans faire de procès d'intention).

Il est cependant possible qu'un avantage incitatif autre existe et que je ne perçois pas qui aurait motivé la mise en place de cette expérimentation.

Question 24 : Partagez-vous la position de la CRE consistant à ne pas reconduire la régulation incitative sur les souscriptions amont pour la prochaine période tarifaire ?**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE****Oui****UNIDEN****Sans avis****Associations professionnelles****UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ adhère à la proposition de la CRE, en soulignant que la situation des flux de gaz avec, notamment le développement de plusieurs terminaux méthaniers en Europe, n'est pas encore stabilisée. En conséquence, il nous semble pertinent de ne pas reconduire la régulation incitative sur les souscriptions amont pour l'ATRT8.

L'UPRIGAZ observe avec satisfaction que les GRT ont mobilisé leurs moyens et avancé des propositions et des solutions pertinentes et innovantes pour s'adapter au nouveau contexte lié aux modifications de flux. La régulation doit continuer de les inciter à agir en ce sens.

France Gaz**Oui**

France Gaz partage la position de la CRE consistant à ne pas reconduire la régulation incitative sur les souscriptions amont, au regard de la difficulté à anticiper les souscriptions.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T****Non**

SEFE MT is concerned by a total removal of an incentive regulation for upstream subscriptions. Indeed, a total removal could impact the commercialisation. Even if the French network is near to its maximum capacity, zero-incentive regulation could have a negative impact on the TSOs' interest in maximising their revenues by optimising the commercialisation system itself. This decision could have various impacts on the availability of interruptible capacities (such as UBI and UIOLI) and intra-day capacities, on the optimisation of maintenance schemes, etc.

EDF**Oui**

La régulation incitative doit porter des charges ou recettes prévisibles et maîtrisables. Les recettes de souscription, en particulier dans le contexte actuel très incertain, paraissent assez peu maîtrisables par les GRT et inciter les GRT sur la commercialisation des capacités d'interconnexion ne paraît pas nécessaire.

ENGIE

Non

ENGIE ne partage pas la position de la CRE. Dans un contexte d'approvisionnement européen qui restera tendu sur la période 2024/2025, 2025/2026 et jusqu'en 2027, il semble au contraire utile et légitime de favoriser les souscriptions amont à des fins de sécurité d'approvisionnement et de continuité de fourniture.

ENGIE considère donc que le cadre de régulation incitative sur les souscriptions doit être reconduit afin que les opérateurs continuent à tester et développer des mécanismes permettant de maximiser les souscriptions (Allocation Implicite, capacité interruptible vendue aux enchères journalières même si tout le ferme n'est pas vendu, ...) pour la prochaine période tarifaire 2024-2028.

Eni S.p.A.

Non

No, Eni does not agree with this proposal as we see the incentive as a way to challenge and stimulate the TSOs to be market-minded to the benefit of the entire system and shippers in particular. If this incentive was eliminated, the risk of selling capacities below expectations would entirely be borne by the system users who are already exposed to many charges and costs with no means of recovery howsoever.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

L'appétit du marché pour la souscription de capacité pendant la période de 2022/23 en particulier est certes davantage la conséquence de la situation géopolitique que la résultante des actions des opérateurs.

Toutefois, en ce qui concerne les prévisions des souscriptions aux PITTM, ces dernières peuvent aisément être anticipées puisque découlant des souscriptions de capacité auprès des opérateurs de terminaux méthaniers.

Enfin la décroissance présumée du marché ne semble pas devoir se matérialiser lors des années couvertes par l'ATR8 et n'est en aucun cas un prétexte suffisant pour désinciter les opérateurs à la commercialisation des capacités.

Pour ces raisons, TEEGF ne voit pas de raisons fondamentales qui nécessiteraient un changement de régulation sur ce point.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

L'appétit du marché pour la souscription de capacité en 2022/23 est davantage la conséquence de la situation géopolitique que la résultante des actions des opérateurs.

Par ailleurs en ce qui concerne les prévisions des souscriptions aux PITTM, ces dernières peuvent aisément être anticipées puisque découlant des souscriptions de capacité auprès des opérateurs de terminaux méthaniers.

Enfin la décroissance présumée du marché ne semble pas devoir se matérialiser lors des années couvertes par l'ATR8.

Pour ces raisons, TEGP ne voit pas de raisons fondamentales qui nécessiteraient un changement de régulation sur ce point.

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

Sans avis

GRDF n'a pas d'avis sur cette question.

GRTgaz

Oui

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

GRTgaz partage l'analyse préliminaire de la CRE relative aux incertitudes portant sur les niveaux de souscription futurs. GRTgaz confirme la forte diminution des réservations de capacités liées aux contrats de long terme anticipée pour la période ATRT8 ainsi que la tendance des expéditeurs à souscrire de plus en plus de capacités de court terme (donc non connues au moment de l'établissement de la trajectoire de référence).

Ainsi, les réservations annuelles aux PIR diminueront fortement en cours de période ATRT8 au point de quasiment disparaître en 2028, sauf nouvelles souscriptions peu probables. L'imprévisibilité des flux et des souscriptions observées actuellement en conséquence de la guerre en Ukraine ne fait que renforcer ce phénomène. Il est donc de plus en plus probable que la fixation en N-1 de la trajectoire de souscriptions de référence de l'année N s'écarte largement des souscriptions réalisées.

GRTgaz partage donc la proposition de la CRE consistant à ne pas reconduire la régulation incitative sur les souscriptions amont pour la prochaine période tarifaire.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs

1 particulier

Oui

Il est vrai que le contexte est moins favorable pour le gaz a priori. Ne pas inciter l'opérateur qui subit un contexte qu'il ne maîtrise pas est donc naturel.

Question 25 : Partagez-vous le bilan de la CRE et des GRT concernant la qualité de service sur les quatre dernières années ? Avez-vous des remarques ou des suggestions particulières sur la régulation incitative de la qualité de service ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Oui

UNIDEN

Sans avis

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Globalement la qualité de service offerte par les GRT s'est améliorée sur une longue période. La mise en place et le suivi d'indicateurs y a probablement contribué. L'UPRIGAZ serait favorable à ce que l'ensemble des indicateurs retenus fasse l'objet d'incitations.

France Gaz

Oui

France Gaz partage le bilan de la CRE et des GRT concernant la qualité de service sur les quatre dernières années.

SPEGNN

Oui

Le SPEGNN considère que les indicateurs permettant de mesurer la qualité de service d'un opérateur doivent être limités en nombre, pertinents et faciles à produire.

Par ailleurs, il nous semble important :

- de garantir, pour chaque indicateur, une symétrie entre bonus et malus,
- de rester raisonnable dans les niveaux de qualité à atteindre et éviter ainsi à l'opérateur de faire de la sur-qualité lorsqu'il a obtenu de bons résultats, du fait du rehaussement systématique de l'objectif à atteindre.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

EDF

Sans avis

Eni S.p.A.

Oui

We believe that a mechanism should be put in place to take into consideration the total number of maintenance days for a given IP which, once exceeding a predefined threshold, allows shippers to benefit from a discounted tariff, or even exempt them from paying. We refer to our feedback following the CRE workshop with regards to the tariff structure for ATRT8, that we sent to CRE on 9 June 2023, and in which we propose to:

- Suspend the payment of any Premia that is applicable to the relevant capacity term during the first 12 gas days of maintenance restriction, and thus limiting the payment obligation to the Reserve Price only;
- Release the capacity holder from any payment obligation for the duration and scope of restriction beyond 12 gas days.

ENGIE

Oui

ENGIE partage globalement le bilan de la CRE.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Globalement la qualité de service offert par les GRT s'est améliorée sur longue période. La mise en place et le suivi d'indicateurs y a probablement contribué.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Globalement la qualité de service offert par les GRT s'est améliorée sur longue période. La mise en place et le suivi d'indicateurs y a probablement contribué.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Oui

GRDF partage le bilan de la CRE et des GRT concernant la qualité de service sur les quatre dernières années.

GRTgaz

Oui

GRTgaz partage le bilan présenté et n'a pas de commentaire complémentaire à apporter.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs

1 particulier

Oui

La crise sanitaire a perturbé le fonctionnement normal des opérateurs. Une baisse de performance peut se comprendre.

Il est néanmoins souhaitable de ne pas durcir excessivement les objectifs de qualité de service en cas de bonne performance, car en général les marges de progression à niveau élevé sont très limitées et d'ailleurs cela peut inciter à ne pas maximiser la performance sur d'autres indicateurs.

Question 26 : Etes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagée par la CRE pour le tarif ATRT8 ? Etes-vous favorable à l'adaptation du dispositif pour tenir compte des problématiques relatives à l'injection de gaz renouvelables et bas carbone ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Ni favorable, ni défavorable

Le CLEEE est favorable à l'adjonction d'indicateurs sur l'injection de gaz renouvelables et bas carbone. A ce stade le CLEEE s'interroge sur la pertinence d'ajouter autant d'indicateurs que proposé (5 au total en comptant les 3 nouveaux indicateurs). Pour une première période il serait peut être suffisant de ne se baser que sur les 2 indicateurs existant déjà dans l'ATRD6 à savoir : délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet de biométhane et nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations de biométhane.

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable à une simplification du dispositif en supprimant les indicateurs portant sur le fonctionnement de la TRF.

En revanche, le développement des gaz renouvelables et les problématiques de raccordement justifient la mise en place et le suivi d'indicateurs spécifiques, même sur le réseau de transport. Si le nombre de points d'injection devait augmenter significativement sur le réseau de transport, on devrait se poser la question d'une incitation financière.

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagée par la CRE pour le tarif ATRT8, ainsi qu'à l'introduction d'indicateurs tenant compte des problématiques relatives à l'injection de gaz renouvelables et bas-carbone apparaît pertinente. Compte tenu du caractère nouveau de ces indicateurs, il est pertinent qu'ils soient suivis à ce stade sans faire l'objet d'incitation financière.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

EDF

Favorable

EDF est favorable aux évolutions envisagées à savoir la publication de trois nouveaux indicateurs :

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

- délai d'installation et de mise en service d'un rebours.
- respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas carbone
- volumes de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés

En outre, EDF partage l'avis de la CRE de ne pas y associer d'incitation financière.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

ENGIE est favorable aux propositions d'évolutions de la CRE, notamment l'adaptation du dispositif pour tenir compte des problématiques relatives à l'injection de gaz renouvelables et bas carbone. ENGIE considère en effet que le verdissement du gaz circulant dans les réseaux est une priorité et accueille favorablement toutes les mesures réglementaires favorisant l'émergence des projets de production de gaz renouvelables et permettant l'injection du gaz produit dans les réseaux avec le moins de restrictions possibles.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF est favorable à une simplification du dispositif en supprimant les indicateurs portant sur le fonctionnement de la TRF.

Par ailleurs, le développement des gaz renouvelables et bas carbone et les problématiques de raccordement justifient la mise en place et le suivi d'indicateurs spécifiques. Le nombre de points d'injection devrait augmenter significativement sur le réseau de transport. Les indicateurs envisagés par la CRE semblent pertinents. En revanche tenant compte de l'enjeu, on devrait se poser la question d'une incitation financière.

TEEGF partage les conclusions de la CRE lorsqu'elle estime à ce stade que les situations pertinentes d'application de la réduction de la durée d'amortissement ont déjà fait l'objet des adaptations nécessaires (branchements et conduites d'immeubles en particulier), et qu'elle n'est pas pertinente dans le cas de la majorité des autres actifs gaziers français.

Par ailleurs l'essentiel des commentaires formulés à la question 25 restent valables pour ce point.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP est favorable à une simplification du dispositif en supprimant les indicateurs portant sur le fonctionnement de la TRF.

Par ailleurs, le développement des gaz renouvelables et bas carbone et les problématiques de raccordement justifient la mise en place et le suivi d'indicateurs spécifiques. Le nombre de points d'injection devrait augmenter significativement sur le réseau de transport. Les indicateurs envisagés par la CRE semblent pertinents. En revanche tenant compte de l'enjeu, on devrait se poser la question d'une incitation financière.

TEGP partage les conclusions de la CRE lorsqu'elle estime à ce stade que les situations pertinentes d'application de la réduction de la durée d'amortissement ont déjà fait l'objet des adaptations nécessaires (branchements et conduites d'immeubles en particulier), et qu'elle n'est pas pertinente dans le cas de la majorité des autres actifs gaziers français.

Par ailleurs l'essentiel des commentaires formulés à la question 25 restent valables pour ce point.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable à la suppression des indicateurs portant sur la mise à disposition des informations liées au fonctionnement de la TRF.

GRTgaz est également favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour les problématiques relatives à l'injection de gaz renouvelables et partage l'orientation de ne pas inciter financièrement ces nouveaux indicateurs.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

- Indicateur de délai moyen de remise de l'étude de faisabilité : proposition de rendre compte du délai moyen mensuel entre demande et remise de l'étude de faisabilité
- Indicateur du nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane : proposition de mesure du nombre de réclamations mensuel pour des sites d'injection de gaz renouvelables en service.
- Indicateur de respect du délai de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas carbone : proposition de suivi du pourcentage mensuel de site mis en service à la date ou en avance sur la date de mise en gaz contractuelle, telle qu'amendée le cas échéant.
- Indicateur de délai de mise en service des rebours : proposition de suivi d'un indicateur mesurant le délai entre la date de décision d'investissement interne par le GRT et la date de mise en service effective.
- Indicateur relatif aux volumes de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés : GRTgaz ne dispose pas de moyens de mesure des écrêtements subis par les producteurs. Il nous est juste possible d'estimer grossièrement les périodes pour lesquels un producteur donné a produit moins qu'habituellement à la suite de la montée en pression du réseau sur lequel il injecte. Ce calcul peut néanmoins constituer une indication relative des zones les plus sujettes à saturation et du nombre de producteurs concernés. Compte-tenu de la difficulté d'estimation de ces volumes, il conviendrait de limiter ces calculs aux zones en attente de réalisation d'un rebours (comme suggéré dans l'atelier tarifaire n°3 du 10 mai 2023 consacré à la prise en compte tarifaire de la montée en puissance du biométhane et de l'émergence des nouveaux gaz renouvelables et bas carbone).

GRDF

Favorable

GRDF est favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagée par la CRE pour le tarif ATRT8.

GRDF est également favorable à l'adaptation du dispositif pour tenir compte des problématiques relatives à l'injection de gaz renouvelables et bas carbone. En particulier, GRDF estime qu'il est vertueux d'introduire les indicateurs relatifs à la mise en place de rebours et à l'écrêtement, dans un souci d'amélioration continue qui bénéficiera à l'ensemble de la filière des gaz renouvelables, sous réserve de ne pas induire une complexité et des coûts de traitement supérieurs au bénéfice potentiel pour la collectivité.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Favorable

Il serait souhaitable de simplifier davantage les indicateurs car cela peut devenir illisible pour les parties prenantes, si ce n'est pour les opérateurs eux-mêmes, quitte à réclamer de façon ponctuelle par échantillonnage des informations sur les indicateurs abandonnés pour vérifier qu'ils se maintiennent à un niveau satisfaisant.

Ne pas inciter les indicateurs relatifs aux gaz bas carbone est sage dans la mesure où il s'agit de constituer une base d'informations pour calibrer le bon niveau d'incitation à l'avenir.

Question 27 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur une éventuelle régulation incitative des émissions de gaz à effet de serre liées aux missions des GRT ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Oui

UNIDEN

Sans avis

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

Avant d'introduire une incitation financière sur les émissions de GES des GRT, il nous semble préférable de disposer d'un texte communautaire définitif.

France Gaz

Oui

France Gaz partage l'analyse de la CRE et considère qu'une éventuelle régulation incitative des émissions de gaz à effet de serre liées aux missions des GRT serait à considérer une fois le cadre européen stabilisé. De manière générale, il conviendra de veiller à ce que les opérateurs d'infrastructures disposent des moyens financiers leur permettant de mettre en oeuvre les actions nécessaires au respect des règles européennes en la matière.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Oui

SEFE MT agree with CRE's analysis of possible incentive regulation of greenhouse gas emissions linked to TSO missions, as long as gas transmission capacities are not affected.

EDF

Oui

EDF partage l'analyse de la CRE selon lequel il est nécessaire d'attendre l'adoption du projet de règlement européen visant à réduire les émissions de méthane avant de considérer une éventuelle mise en oeuvre d'une régulation incitative des émissions de gaz à effet de serre liées aux missions des GRT.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Non

Les achats de quotas de CO2 font partie des charges d'énergie et sont donc déjà en partie incitées. On peut toutefois penser que les émissions de CO2 liées à la combustion (compression) sont peu manœuvrables car essentiellement liées aux nominations des clients, et la mise en place d'un système de bonus / malus fortement incitatif pour ces émissions « combustion » n'aurait donc pas grand sens.

En revanche, concernant les émissions de méthane, nous partageons l'approche proposée par la CRE consistant en l'étude d'une mise en place d'un tel cadre incitatif, une fois le règlement européen sur la réduction des émissions de méthane connu et selon les marges de manœuvre. La mise en oeuvre d'un cadre incitatif à partir de l'ATRT9 paraît ainsi approprié.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Avant d'introduire une incitation financière sur les émissions de GES des GRT, il semble préférable de disposer d'un texte communautaire définitif.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Avant d'introduire une incitation financière sur les émissions de GES des GRT, il semble préférable de disposer d'un texte communautaire définitif.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Oui

GRDF partage la position de la CRE d'attendre la publication du règlement européen pour statuer sur une éventuelle régulation incitative sur les émissions de gaz à effet de serre. Cela rejoint la posture proposée en Q15 en termes de trajectoires et de cadre réglementaire envisagé sur les effets du prochain règlement européen relatifs aux émissions de méthane.

GRTgaz

Oui

La mise en place d'une régulation incitative sur les émissions de gaz à effet de serre serait cohérente avec les enjeux climatiques et la responsabilité d'une entreprise énergétique comme GRTgaz sur la maîtrise de ses émissions.

Toutefois, le règlement européen sur les émissions de méthane sera très prescriptif sur les moyens à mettre en œuvre pour réduire les émissions de méthane et prévoit des pénalités financières en cas de non-respect de certaines exigences. Une régulation incitative sur les émissions de méthane pourrait être plus vertueuse que l'application de pénalités sur des moyens disproportionnés à mettre en œuvre, mais GRTgaz propose de mener cette réflexion en coordination avec la définition française des pénalités à appliquer en vertu de l'article 30 « penalties » du futur règlement européen.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

ELENGY

Non

Elengy ne partage pas l'analyse de la CRE. En effet, un règlement européen s'appliquera aux opérateurs de transport, et une régulation incitative ne donnerait pas d'effet supplémentaire sur la maîtrise des coûts des opérateurs.

Autres acteurs

1 particulier

Non

Il devient urgent d'inciter ces indicateurs liés à l'environnement, comme le demande d'ailleurs de façon bienvenue Téréga. La démarche RSE doit être alliée à une incitation au regard des enjeux de réchauffement climatique.

Question 28 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R et D envisagé par la CRE pour le tarif ATRT8 ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Sans avis

UNIDEN

Sans avis

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

Ce sujet fait débat. Si l'ensemble des membres de l'UPRIGAZ est favorable au développement des gaz renouvelables qui pourrait contribuer à supprimer les risques de coûts échoués, une partie des expéditeurs s'interroge sur l'imputation des coûts de R&D sur les tarifs de transport, sachant que ces tarifs doivent rester à un niveau qui continue à rendre le gaz attractif pour les consommateurs.

Les membres de l'UPRIGAZ souhaitent que les coûts de R&D soient au maximum supportés par des concours financiers externes de manière à accélérer la transition énergétique.

France Gaz

Oui

France Gaz n'a pas de remarque particulière concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R et D envisagé par la CRE, à l'exception du dispositif de guichet smart grids. En effet, France Gaz considère qu'il pourrait être intéressant de conserver ce dispositif, quand bien même il n'a pas été utilisé lors de la période tarifaire précédente.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Non

No comments.

EDF

Oui

EDF est favorable au maintien du cadre actuel, en particulier le maintien d'une possible révision de la trajectoire à mi-période tarifaire. Cette souplesse permettrait en particulier de ne pas attendre la prochaine période tarifaire pour effectuer de la R et D sur des sujets émergents qui n'auraient pas été identifiés en début de période tarifaire ou de stopper certains programmes de recherche dont on sait que les résultats ne seront pas concluants.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Oui

ENGIE juge le cadre de régulation incitative sur la R et D et l'innovation vertueux. Le fait que les charges de R et D et I sont suivies à part des autres charges permet d'inciter les opérateurs à réaliser les actions de R et D et I nécessaires à la préparation de l'avenir et ce dans des budgets maîtrisés. ENGIE souligne l'importance que les budgets soient fixés de manière à laisser suffisamment de latitude aux opérateurs pour effectuer les travaux de R et D et I nécessaires à leur activité et à la préparation des transformations à venir.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Non.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Non.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**GRTgaz****Non**

GRTgaz n'a pas de remarque complémentaire à ajouter concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R et D envisagé par la CRE pour le tarif ATRT8.

GRDF**Oui**

GRDF est favorable aux dispositifs décrits par la CRE, notamment la production du rapport public R et D biennuel qui permet d'analyser avec un pas de temps plus long les actions engagés par les opérateurs et donne de la visibilité publique sur les inflexions prises en la matière.

GRDF s'interroge toutefois sur la proposition de la CRE de supprimer le guichet Smart Gas Grid qui, bien qu'il n'ait pas été utilisé sur la période tarifaire actuelle, apporte une flexibilité potentiellement utile intra-période tarifaire sur un sujet évolutif. GRDF serait favorable au maintien de ce dispositif.

Dunkerque LNG**Sans avis**

NA

Autres acteurs**CFE-CGC Energies**

ATRT6, et qui doivent être conservés voire accélérés pendant de nombreuses années pour relever les nombreux déficits industriels et technologiques auxquels les réseaux de transport seront confrontés avec la transition énergétique, la CFE-CGC Énergies est favorable à une conservation du niveau des dépenses de R&D tel que demandé par GRTgaz.

La CFE-CGC Énergies considère que le maintien d'OPEX et d'effectifs R&D justes et suffisants, correspondent aux besoins de GRTgaz et ne doit pas se faire au détriment des autres activités, ni des autres salariés de l'entreprise.

Par ailleurs, la CFE-CGC Énergies considère que l'innovation, l'augmentation de l'activité de GRTgaz, la qualité de service au marché et la satisfaction de ses clients ont un coût et que la force de l'incitation réglementaire réside dans la nécessaire cohérence entre les objectifs fixés et les moyens alloués.

Enfin, les travaux de R&D doivent s'apprécier dans la durée et ne pas faire l'objet d'incitations strictement financières ni court-termistes comme pourrait l'être l'éventuelle restitution des sommes allouées non utilisées. A ce titre, la CFE-CGC Énergies est favorable à la prise en compte et à la couverture intégrale de ces charges d'exploitation dans la prochaine trajectoire tarifaire ATRT8.

1 particulier**Oui**

Sur le principe du cadre de régulation, il est en effet souhaitable de pousser un monopole à investir dans la R et D et I sachant qu'en l'absence de concurrence, il n'y a pas nécessairement d'incitation en ce sens, sauf menace existentielle, du type nécessaire décarbonation du gaz.

Sur le fond, il serait souhaitable d'évaluer la pertinence des projets de R et D et I choisis antérieurement sur le long terme et privilégier ceux qui permettent de réelles avancées technologiques et de productivité.

Aussi, des synergies entre opérateurs gaziers doivent pouvoir exister. Il sera difficile de prévoir une enveloppe commune mais des investissements compartimentés sur des secteurs connexes bien que distincts n'est pas nécessairement le choix le plus optimal. Une analyse des rapports des opérateurs sur la R et D et I idéalement permettrait d'y voir plus clair, ce qui nécessiterait un investissement personnel non négligeable.

Question 29 : Considérez-vous que mettre fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation pour la prendre en compte directement dans le taux de rémunération apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ? Avez-vous des remarques sur sa mise en œuvre (méthode, progressivité, etc.) ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Oui

La fin de l'indexation de la BAR sur l'inflation est une réponse partielle mais probablement insuffisante à la question de la hausse du coût de l'acheminement. Elle a le désavantage d'augmenter le CMPC à court terme (mais l'avantage de décaler en amont une charge qui portera sans doute sur un nombre d'utilisateurs plus élevés). Il conviendrait de lisser cette charge sur les 4 années du tarif pour ne pas provoquer un effet de seuil trop important.

UNIDEN

Non

L'UNIDEN est défavorable à un passage d'une rémunération au réel à une rémunération nominale car le CMPC intégrerait alors directement l'inflation, conduisant à une très forte rehausse des CCN lors de la mise en œuvre, sans certitude d'un bénéfice en retour dans le futur.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Compte tenu des informations figurant dans la note technique, l'UPRIGAZ n'est pas en mesure d'évaluer les conséquences sur le niveau tarifaire des propositions avancées par la CRE.

L'UPRIGAZ souhaite en revanche que les évolutions soient progressives pour ne pas conduire à des évolutions brutales des tarifs.

France Gaz

Oui

France Gaz considère que la piste envisagée par la CRE consistant à mettre fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation pour la prendre en compte directement dans le taux de rémunération constitue une évolution très importante du cadre réglementaire par rapport à ce qui est pratiqué depuis des années maintenant. Une application progressive apparaît nécessaire pour permettre à tous les acteurs d'appréhender le mécanisme et pour lisser ses effets et en particulier la hausse tarifaire qui en résultera.

Dès lors, France Gaz considère que cette évolution, si elle est décidée, ne devrait s'appliquer qu'aux nouveaux investissements dans le cadre de l'ATRT8.

En tout état de cause, France Gaz souligne que la mise en œuvre de cette évolution est indissociable de la question du niveau de CMPC, qui doit garantir une juste rémunération des investissements réalisés par les opérateurs, a fortiori pour ceux qui ont été approuvés par la CRE.

SPEGNN

Non

Le SPEGNN considère que le passage à une rémunération nominale de la BAR n'apporte pas de réponse au risque d'un effet ciseau. Il pourrait cependant contribuer à atténuer l'impact de celui-ci. Du fait de la modification proposée quant à la prise en compte de l'inflation, le SPEGNN s'interroge sur les impacts d'effets conjoncturels au cours de la période tarifaire et sur le fait de bien retrouver au bout du compte le niveau de rémunération attendu.

Nous attirons l'attention de la CRE sur le fait que cette évolution est un changement structurel important pouvant induire une hausse tarifaire significative au démarrage, dont il faudra mesurer le niveau pour l'ensemble des opérateurs concernés afin de ne pas accélérer le phénomène de perte de compétitivité du gaz ou de pertes de clients, et par conséquent l'effet ciseau.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Non

SEFE MT is not favour of the end of indexing the BAR to inflation and factoring it directly into the remuneration rate. Indeed, this decision will lead to a substantial increase of the capacity tariffs in a short term due to increase of CCN part in the TSOs' remuneration.

EDF

Oui

Voir réponse à la question 31.

ENGIE

Non

ENGIE observe que le modèle de la régulation gazière en France (BAR inflatée, WACC réel) est similaire à celui de nombreuses régulations en Europe et plus largement dans le monde. La stabilité de la régulation a une forte valeur qui doit être préservée et l'abandon du modèle actuel pour le modèle des électriciens (BAR non inflatée, WACC nominal) constituerait une rupture brutale pour les opérateurs et l'ensemble des parties prenantes. Il entraînerait également une forte hausse du tarif unitaire d'acheminement puisque le WACC nominal est supérieur au WACC réel du montant de l'inflation. Cette forte hausse s'ajouterait à celle provoquée par l'inflation de ces deux dernières années et par la baisse attendue des volumes.

ENGIE observe ainsi que la proposition génèrerait une augmentation de la facture de transport. Cela viendrait pénaliser les expéditeurs détenteurs de capacité de long terme, qui ne peuvent pas sortir de leurs contrats, au contraire des expéditeurs qui privilégient des souscriptions de court terme sur la seule base des signaux de prix. Cette augmentation qui n'était pas prévue induirait donc une distorsion au détriment des réservations de long terme.

ENGIE considère que cette réflexion sur la maîtrise de la BAR à plus ou moins long terme doit s'inscrire dans le cadre d'une réflexion plus large sur une mutualisation des coûts au-delà du seul secteur gazier, qu'il s'agisse des coûts de maintien ou des coûts d'adaptation à un paysage énergétique en mutation. Les infrastructures gazières jouent en effet un rôle clef pour la résilience de l'ensemble du système énergétique et leur valeur assurantielle devra pouvoir être rémunérée dans un système plus large allant au-delà des seuls utilisateurs des infrastructures de gaz.

Pour l'ensemble de ces raisons, rupture brutale avec le modèle actuel, fort renchérissement du tarif, distorsion au détriment des réservations de long terme, ENGIE est fermement opposé à la mise en œuvre du modèle régulé fondé sur un WACC nominal et une non inflation de la BAR dès l'ATRT8. Si celui-ci devait in fine être mis en œuvre afin d'éviter les risques de ciseau tarifaire à moyen terme, ceci devra être préparé entre la CRE et les opérateurs et ne pourra se faire qu'à partir de l'ATRT9. ENGIE souligne également l'importance que ce changement de modèle, s'il devait être mis en œuvre, n'entraîne aucune perte de valeur pour les opérateurs et leurs actionnaires.

Eni S.p.A.

Non

Eni is not in favour of switching the remuneration of the RAB from inflated to nominal, as this would significantly increase the total revenues to be recovered in the first years, negatively impacting today's shippers. Such a change would be against the principle of regulatory stability and predictability. If there is a political will to protect future

consumers from future potentially high system costs, the costs of such measures should not be borne by current shippers as this would entail undue temporal cross-subsidies among different network users. For this reason, any increase in revenues in the coming years – that could possibly result from changes decided and implemented in order to dampen the revenues/tariffs for the future - should be transparently identified and quantified and such amounts should be separately recovered via State budget. This would avoid any temporal cross-subsidisation between shippers and between suppliers.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF note que la récente étude sur l'évolution des infrastructures gazières menée par la CRE fait ressortir que la majeure partie de ces infrastructures devrait rester en service après 2050.

Dans cette perspective, TEEGF n'est pas favorable à ce changement de méthode d'indexation de la BAR qui induirait une hausse immédiate de coût qui n'a pas été anticipée. De plus, il convient de rappeler qu'en parallèle, d'autres facteurs hors molécule contribuent à la hausse de la facture finale de l'utilisateur, comme l'augmentation à venir du taux de TICGN. A méthode constante, la hausse des tarifs pour couvrir les CCN pose déjà question en termes de soutenabilité.

De tels changements ne peuvent être considérés qu'avec une anticipation certaine et avec des mesures d'accompagnement tel qu'un lissage sur plusieurs années.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP note que la récente étude sur l'évolution des infrastructures gazières menée par la CRE fait ressortir que la majeure partie de ces infrastructures devrait rester en service après 2050.

Dans cette perspective, TEGP n'est pas favorable à ce changement de méthode d'indexation de la BAR qui induirait une hausse immédiate de coût qui n'a pas été anticipée.

De tels changements ne peuvent être considérés qu'avec une anticipation certaine et avec des mesures d'accompagnement tel qu'un lissage sur plusieurs années.

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

Non

La désindexation réduirait la BAR à long-terme, mais sa mise en œuvre induirait une hausse du revenu autorisé à court terme. Compte tenu de l'irréversibilité de ce changement de modèle et du contexte actuellement peu propice à une hausse supplémentaire du tarif, GRTgaz n'est pas favorable à une mise en œuvre dès l'ATRT8. De façon générale, GRTgaz rappelle son attachement à la stabilité et à la prévisibilité du cadre de régulation, toute rupture de modèle ne pouvant se concevoir sans permettre une anticipation suffisante de la part des acteurs de marché.

GRDF

Non

GRDF estime que le passage à une BAR désindexée est une solution pertinente pour limiter les risques de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme. Toutefois, eu égard à la hausse immédiate des CCN provoquée par le passage à une rémunération nominale de la BAR, GRDF est défavorable à la mise en œuvre de la désindexation de la BAR sur la période tarifaire ATRT8.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

ELENGY

Sans avis

Elengy considère qu'une désindexation de la BAR peut constituer une piste en vue de limiter le coût unitaire d'acheminement à terme, mais souligne qu'une telle évolution :

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

- nécessiterait un temps de mise en œuvre non négligeable, afin de laisser à tous les acteurs de marché la possibilité d'appréhender le nouveau mécanisme dans son ensemble, car cela constituerait une évolution majeure du cadre réglementaire en application depuis maintenant de nombreuses années en France mais également plus largement dans le monde.
- ne pourrait avoir lieu sans traiter en même temps la question du CMPC, qui doit permettre de garantir une juste rémunération aux opérateurs

Ainsi désindexer dès maintenant la totalité de la BAR et passer à un taux de rémunération nominal pourrait avoir des effets de bords trop importants (rupture brutale avec le modèle actuel et hausse immédiate importante du coût unitaire d'acheminement) et ne nous semble pas opportun à court terme.

Elengy précise que toute évolution du cadre réglementaire qui serait mise en œuvre ne devrait entraîner aucune perte de valeur pour les opérateurs et leurs actionnaires

Autres acteurs

1 particulier

Oui

Il s'agit d'une partie de la réponse. Néanmoins, à court-terme, dans un contexte inflationniste, ce sera à calibrer de façon à rendre l'évolution tarifaire soutenable à court et moyen-terme. La question centrale est de déterminer ce seuil de soutenabilité. D'ailleurs, il s'agit d'une condition pour ne pas accélérer la décroissance du portefeuille qui en rétroaction augmentera l'évolution tarifaire...

Pour être complet dans l'analyse, il s'agit non seulement de maîtriser le coût d'acheminement à terme mais aussi (sans jugement de valeur) de s'assurer que la rémunération de la BAR aura bien lieu. En effet, il y a deux intérêts en présence à concilier : ceux du consommateur, et ceux de l'opérateur et de son actionnaire. Les deux demeurent légitimes, la question est la conciliation entre les deux et de choisir la temporalité opportune.

Groupe Caisse des Dépôts

Oui

Le Groupe CDC partage l'objectif de rechercher les façons d'éviter un ciseau tarifaire à moyen terme et de limiter le risque d'actifs échoués. Cependant, mettre fin brutalement aux dispositions fondatrices de la régulation gazière au moment même où, pour la première fois, elles trouvent tout leur intérêt financier avec l'augmentation forte et rapide de l'inflation, ne nous semble pas opportun. Une mise en œuvre progressive ou différée de cette mesure nous semblerait préférable, et permettrait de limiter son impact sur le tarif unitaire. Le Groupe CDC suggère dans ce cas de lancer les discussions suffisamment en amont de la mise en place du tarif ATRT9, afin de mesurer avec précision les impacts des différents scénarios envisageables d'une éventuelle désindexation totale ou partielle de la BAR et pouvoir l'intégrer dans la prochaine période tarifaire ATRT9 en 2028.

En tout état de cause, toute évolution sur ce point devrait se traduire par une stricte neutralité financière sur la durée pour les opérateurs et leurs actionnaires. Le Groupe CDC n'est pas opposé par principe à la désindexation de la BAR à moyen terme, sous réserve que l'inflation soit bien réintégré à son juste niveau dans le taux de rémunération.

Question 30 : Considérez-vous que le changement de méthode d'amortissement apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Oui

Avis plutôt Favorable mais avec les mêmes réserves que ce que nous avons signalé sur la fin de l'indexation de la BAR sur l'inflation. Attention à ne pas créer d'effet de seuil trop important.

UNIDEN

Non

L'UNIDEN est défavorable à un changement de méthode d'amortissement, car il conduirait à une forte hausse des CCN lors de sa mise en œuvre.

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ souligne que le changement des méthodes d'amortissement aboutit à faire supporter par les clients d'aujourd'hui les possibles coûts échoués qui accompagneront le déclin des consommations de gaz naturel. En période de difficultés économiques, notamment pour les consommateurs gazo-intensifs, il n'est pas certain que le changement des règles d'amortissement se révèle opportun. L'UPRIGAZ est réservée sur cette mesure. L'UPRIGAZ observe que la récente étude sur l'évolution des infrastructures gazières menée par la CRE fait ressortir que la majeure partie de ces infrastructures devrait rester en service après 2050.

France Gaz

Non

France Gaz n'est pas favorable au changement de méthode d'amortissement envisagé par la CRE. Une telle évolution aurait pour effet de décorrélérer le niveau des amortissements au titre de la régulation et le niveau des amortissements fiscaux, avec des effets de bord en matière de fiscalité pour les opérateurs.

SPEGNN

Non

Le service rendu aux consommateurs par le distributeur reste identique quel que soit le niveau de consommation. Le SPEGNN considère donc qu'il n'est pas opportun de pratiquer un amortissement dégressif qui tient compte de l'évolution de la consommation. Par ailleurs, là encore un tel changement de méthode pourrait induire une hausse tarifaire significative au démarrage et accélérer le phénomène de perte de compétitivité du gaz et de perte de clients. La mise en œuvre d'amortissements non linéaires ajouterait de la complexité aux mécanismes tarifaires actuels déjà très lourds, et surtout entraînerait des retraitements comptables et fiscaux contraignants pour les opérateurs.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Non

SEFE MT consider that this changing of the depreciation method is to the detriment of current market players activity. Indeed, this change will lead to an increase of CCN part and so has an impact on the tariffs in short term.

EDF

Oui

Voir réponse à la question 31

ENGIE

Oui

Comme précisé dans la question 29, ENGIE comprend le souhait de la CRE d'assurer une certaine cohérence entre les charges liées à la BAR et les consommations de gaz. Des amortissements dégressifs pour certains actifs ciblés (de sorte à ne pas générer des hausses de tarif trop significatives) de durée de vie longue pourraient être envisagés au cas par cas. Les désoptimisations fiscales qui en résulteraient devront alors être prises en charge dans le tarif.

Eni S.p.A.

Non

No, Eni would like to point out that changing depreciation methods means that today's shippers will have to bear the possible stranded costs that will accompany the future decline in natural gas consumption. As stated above, such a change would be against the principle of regulatory stability and predictability. If there is a political will to protect future consumers from future potentially high system costs, the costs of such measures should not be borne by current shippers as this would entail undue temporal cross-subsidies among different network users. For this reason, any increase in revenues in the coming years – that could possibly result from changes decided and implemented in order to dampen the revenues/tariffs for the future - should be transparently identified and quantified, and such amounts should be separately recovered via State budget. This would avoid any temporal cross-subsidisation between shippers and between suppliers.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Le changement des méthodes d'amortissement aboutit à faire supporter par les clients d'aujourd'hui les supposés coûts échoués qui accompagneront le déclin des consommations de gaz naturel. En période de difficultés économiques, notamment pour les consommateurs gazo-intensifs, il n'est pas certain que le changement des règles d'amortissement soit opportun.

Par ailleurs l'essentiel des commentaires formulés à la question 29 reste valable pour ce point.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Le changement des méthodes d'amortissement aboutit à faire supporter par les clients d'aujourd'hui les supposés coûts échoués qui accompagneront le déclin des consommations de gaz naturel. En période de difficultés économiques, notamment pour les consommateurs gazo-intensifs, il n'est pas certain que le changement des règles d'amortissement soit opportun.

Par ailleurs l'essentiel des commentaires formulés à la question 29 reste valable pour ce point.

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

Non

GRTgaz n'est pas favorable au passage en régulation d'un amortissement linéaire à un amortissement dégressif pour l'ensemble des actifs puisque cela introduirait un écart avec la comptabilité et un risque fiscal pour l'entreprise.

GRDF

Non

GRDF n'est pas favorable à l'introduction d'amortissements dégressifs, même limités à une catégorie d'actifs. Ce mécanisme entraînerait des retraitements comptables et fiscaux complexes pour les opérateurs, alors même que l'amortissement dégressif ne correspond à aucune réalité opérationnelle. En effet, un amortissement dégressif traduit l'usure plus forte d'un actif en début de vie qu'en fin de vie, ce qui n'est pas le cas pour les ouvrages réseaux.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

ELENGY

Sans avis

Elengy considère qu'un changement de méthode d'amortissement (vers une méthode de type amortissements dégressifs) est une approche qui pourrait contribuer à limiter le risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme, mais que cela contribuerait à renchérir fortement et de façon certaine les prochains tarifs si elle devait être mise en place sur une part significative de actifs.

Autres acteurs

1 particulier

Oui

Il s'agit d'éviter les coûts échoués et de fait une hausse du coût unitaire d'acheminement, les deux étant liés.

Groupe Caisse des Dépôts

Oui

Le Groupe CDC n'est pas opposé à la mise en place d'amortissements accélérés pour certains actifs. L'impact fiscal éventuel de cette mesure pour les opérateurs devra cependant être chiffré et intégré dans leurs coûts couverts par le tarif.

Question 31 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'utilité de la réduction de la durée d'amortissement pour répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Sans avis

Nous avons une crainte sur la soutenabilité des mesures conjointes prévues sur un laps de temps court.

UNIDEN

Non

L'UNIDEN est défavorable à une réduction de la durée d'amortissement, car elle conduirait à une forte hausse des CCN lors de sa mise en œuvre et de surcroît elle ne paraît pas justifiée dans la mesure où la plus grande part des actifs demeurera en service après 2050.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ partage les conclusions de la CRE lorsqu'elle estime à ce stade que les situations pertinentes d'application de la réduction de la durée d'amortissement ont déjà fait l'objet des adaptations nécessaires (branchements et conduites d'immeubles en particulier), et qu'elle n'est pas pertinente dans le cas de la majorité des autres actifs gazières français. Elle pourrait cependant être appliquée dans le cas d'actifs présentant un risque de non-utilisation avant la fin de leur durée de vie réglementaire. Ainsi, la réduction à 40 ans de la durée d'amortissement de nouvelles canalisations de transport de gaz pourrait, dans certains cas, être envisagée. L'UPRIGAZ est favorable à une analyse au cas par cas de la CRE sur la durée d'amortissement de certains ouvrages.

France Gaz

Oui

France Gaz considère que la réduction de la durée d'amortissement peut être une piste intéressante dans certains cas particuliers.

La mise en œuvre de cette évolution doit toutefois faire l'objet d'une analyse au cas par cas. En effet, l'étude de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières illustre bien que la très grande majorité des actifs resteront nécessaires à horizon 2050. Une application réservée dans un premier temps aux nouveaux actifs permettrait de tenir compte de cette perspective.

Le sujet doit être regardé de manière différenciée selon le type d'infrastructures, et en particulier pour les infrastructures de stockage ayant des actifs à durée de vie très longue.

SPEGNN

Sans avis

Cette mesure pourrait en effet limiter les coûts échoués, et d'ailleurs, s'agissant de la distribution, la CRE a déjà réduit de 45 à 30 ans la durée d'amortissement des branchements.

Il conviendrait cependant d'apporter une justification au cas par cas de la réduction de cette durée d'amortissement, au regard de la durée d'usage du bien concerné.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Non

SEFE MT doesn't share the CRE's analysis. Reducing the depreciation period will also lead to an increase of CCN part and so a substantial increase of the tariffs in the short term.

EDF

Oui

[Pour les 3 questions précédentes]

EDF soutient les propositions de la CRE de maîtriser la hausse des coûts unitaires sur le long-terme. Bien que l'usage des infrastructures gazières soit voué à baisser, les investissements industriels nécessaires réalisés par les gestionnaires de réseau de gaz doivent être, sur l'ensemble de leur durée de vie, justement rémunérés. Cette rémunération doit être, au premier chef, portée par les utilisateurs du réseau de gaz. Les mécanismes visant à limiter les coûts qui seront ventilés sur les consommateurs futurs (afin de maintenir des coûts unitaires raisonnables) en augmentant les coûts sur les consommateurs actuels permettent de répondre à cet objectif de juste rémunération dans la durée. Cela suppose, néanmoins, que ce transfert soit actuariellement neutre. Ce mécanisme de transfert temporel permet par ailleurs, en partie, de piloter par les prix la courbe de décroissance de l'utilisation des infrastructures gazières.

Les modalités de ce transfert ainsi que son ampleur et son rythme sont à déterminer au regard de la trajectoire de décroissance anticipée et des effets de bord induits. On notera notamment que :

- L'adéquation temporelle a priori entre les charges et l'utilisation dépendra des scénarios de baisse de consommation retenus
- Les options venant limiter les durées d'amortissement (voire concentrer les amortissements sur les premières années de vie de l'actif), sans garde-fou spécifique, pourraient favoriser des renouvellements anticipés en limitant l'incitation pour les gestionnaires de réseau à maintenir au maximum leurs actifs en service.
- La désindexation de la BAR à l'inflation a un effet d'autant plus fort que l'inflation est élevée.

ENGIE

Oui

ENGIE partage l'analyse de la CRE sur l'utilité de la réduction de la durée d'amortissement pour certains actifs à cibler. Cela a été fait à l'occasion de périodes tarifaires passées et pourrait être étendu à d'autres actifs qui pourraient ne plus être utilisés avant la fin de leur durée de vie réglementaire. Comme pour les amortissements dégressifs, les désoptimisations fiscales qui pourraient en résulter devront être prises en charge dans le tarif.

Eni S.p.A.

Oui

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

We agree with CRE that the necessary modifications regarding the depreciation period for existing assets have already been implemented over time, but that a shortened depreciation period could be envisaged for new assets on a case-by-case basis.

In particular, we believe that depreciation should follow a realistic lifespan of a given asset and should not be defined according to commercial considerations. Therefore, we deem it essential to technically justify any change of depreciation period for any given asset always taking into account the principle of regulatory stability and predictability, and the principle to avoid any undue temporal cross-subsidisation between shippers as already commented for Questions 29 and 30 above.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF partage les conclusions de la CRE lorsqu'elle estime à ce stade que les situations pertinentes d'application de la réduction de la durée d'amortissement ont déjà fait l'objet des adaptations nécessaires lorsque cela était nécessaire, et qu'elle n'est pas pertinente dans le cas de la majorité des autres actifs gaziers français.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP partage les conclusions de la CRE lorsqu'elle estime à ce stade que les situations pertinentes d'application de la réduction de la durée d'amortissement ont déjà fait l'objet des adaptations nécessaires lorsque cela était nécessaire, et qu'elle n'est pas pertinente dans le cas de la majorité des autres actifs gaziers français.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Oui

GRDF partage l'analyse de la CRE qui estime que (i) les situations pertinentes d'application de la réduction de la durée d'amortissement ont déjà fait l'objet des adaptations nécessaires (branchements et conduites d'immeubles en particulier), et (ii) que la solution n'est pas pertinente dans le cas de la majorité des autres actifs gaziers français.

GRTgaz

Non

GRTgaz rappelle sa proposition de réduire de 50 ans à 30 ans la durée d'amortissement des nouvelles canalisations de transport de gaz.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs

1 particulier

Oui

Il s'agit d'une autre variable, en plus de la réduction de la valeur du stock et du rythme d'amortissement. Les effets additifs auront à court et moyen terme un effet non négligeable sur la hausse du tarif.

Groupe Caisse des Dépôts

Oui

Le Groupe CDC n'est pas opposé à la mise en place de durées de vie plus courtes pour certains actifs. L'impact fiscal éventuel de cette mesure pour les opérateurs devra cependant être mesuré et intégré dans leurs coûts couverts par le tarif.

Question 32 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'incitation financière au maintien en service des actifs amortis ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Oui

UNIDEN

Sans avis

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ suggère qu'une analyse au cas par cas permette une incitation financière au maintien en activité de certains actifs dès lors que ce maintien évite de nouveaux investissements qui pourraient se traduire à terme par des coûts échoués.

France Gaz

Non

France Gaz estime que la proposition d'introduction d'une incitation financière au maintien en service des actifs amortis est une piste intéressante. Un tel mécanisme reviendrait à rémunérer un opérateur sur la base de l'exploitation d'un actif qui n'est plus dans sa BAR. Il reflète ainsi une certaine réalité économique, dans la mesure où le risque associé à l'exploitation d'un actif n'est pas structurellement différent selon que cet actif soit amorti ou non. France Gaz considère donc que ce mécanisme, qui est d'ailleurs mise en oeuvre dans d'autres Etats membres, devrait être analysé en détail.

SPEGNN

Sans avis

La problématique des actifs amortis est un sujet à part entière qui mériterait d'être étudié, d'autant plus que la prolongation de la durée d'usage au-delà de la durée d'amortissement des actifs engendre des risques d'exploitation pour l'opérateur, qui doivent être couverts d'une manière ou d'une autre.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Sans avis

No opinion.

EDF

Sans avis

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Non

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Les actifs amortis ne font actuellement pas l'objet d'une rémunération de l'opérateur, seuls les coûts d'exploitation associés sont couverts, sans marge. Or les risques liés à la conduite de ces actifs amortis (réseaux ou autres installations) ne sont pas moins élevés que pour les réseaux et installations non encore intégralement amortis. C'est d'ailleurs sur la base de ce raisonnement lié au « risque d'exploitation » que l'opérateur de réseaux de Distribution d'Electricité est rémunéré pour l'exploitation des actifs pour lesquels il n'a pas investi.

ENGIE considère donc que la demande de Terega est intéressante et doit être étudiée. Cela serait d'autant plus pertinent si la part des actifs amortis vient à augmenter dans le temps, dans un contexte possible d'évolution à la baisse du programme d'investissement dans le futur, en lien avec la baisse des consommations.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF note que les opérateurs gaziers veulent à la fois des accélérations d'amortissements, des changements de méthodes d'amortissements et d'indexation de la BAR mais aussi des rémunérations d'actifs totalement amortis, voulant à la fois être couverts pour les risques de non-utilisation mais également être rémunérés sans risque pour la surutilisation d'actifs. Ces deux principes sont antithétiques.

TEEGF, comme la CRE, estime que la demande des opérateurs entraînerait une sur-rémunération illégitime des actifs sans assurer un bénéfice certain pour les clients et n'est pas favorable à la mise en oeuvre de ce principe.

Il conviendrait davantage d'envisager des pénalités en cas de décommissionnement d'actifs amortis qui pourraient encore être utilisés.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP note que les opérateurs gaziers veulent à la fois des accélérations d'amortissements, des changements de méthodes d'amortissements et d'indexation de la BAR mais aussi des rémunérations d'actifs totalement amortis, voulant à la fois être couverts pour les risques de non-utilisation mais également être rémunérés sans risque pour la surutilisation d'actifs. Ces deux principes sont antithétiques.

TEGP, comme la CRE, estime que la demande des opérateurs entraînerait une sur-rémunération illégitime des actifs sans assurer un bénéfice certain pour les clients et n'est pas favorable à la mise en oeuvre de ce principe.

Il conviendrait davantage d'envisager des pénalités en cas de décommissionnement d'actifs amortis qui pourraient encore être utilisés.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Non

GRDF ne partage pas l'avis de la CRE et est favorable à l'introduction d'une incitation financière au maintien en service des actifs amortis, aux motifs que les risques d'exploitation des actifs amortis et des actifs non encore totalement amortis sont les mêmes, et que de fait les opérateurs ne renouvellent pas les actifs lorsqu'ils ont atteint leur durée de vie, au contraire, sauf obligations réglementaires ou risques pour la sécurité des personnes et des biens.

GRTgaz

Non

Lorsqu'un actif est totalement amorti mais toujours exploité, il ne génère plus de charges de capital tout en étant susceptible de nécessiter des dépenses d'OPEX supplémentaires et en continuant de générer un risque d'exploitation. Il est ainsi parfois considéré que le cadre réglementaire actuel incite les GRT à privilégier le remplacement d'un actif amorti par un réinvestissement générant des CCN au détriment de la prolongation de l'exploitation de l'actif, sans garantie de couverture des charges et du risque d'exploitation associés. La mise en place de charges d'exploitation additionnelles pour les actifs totalement amortis peut alors être considérée comme un moyen de traiter ce potentiel biais vers les CAPEX tout en contribuant à limiter le risque de coûts échoués que peuvent soulever les réinvestissements.

C'est dans cette optique que l'Espagne a mis en place en 2019 une rémunération additionnelle en OPEX pour inciter au maintien en exploitation des actifs amortis plutôt qu'à leur remplacement, lorsque cela est possible. Des réflexions sont également en cours dans d'autres pays européens. En Italie par exemple, le régulateur envisage pour 2024 un dispositif similaire d'incitation au maintien en exploitation des actifs amortis, permettant d'apporter une réponse au vieillissement du réseau italien. Il est à noter que les réponses à la consultation publique lancée

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

par l'ARERA sont en général favorables à l'introduction de mécanismes spécifiques pour encourager la prolongation de l'exploitation des actifs amortis.

Un tel dispositif d'incitation constitue également une des recommandations de l'étude sur le futur des infrastructures gazières réalisée par DNV/Trinomics pour l'ACER. Selon cette étude, inciter financièrement à la prolongation de l'exploitation des actifs amortis se justifie d'autant plus dans une situation où la part des actifs amortis toujours exploités est importante et où l'on constate un vieillissement constant et progressif des actifs. Or, il ne fait aucun doute que la part des actifs amortis dans la BAR de GRTgaz est appelée à augmenter au cours de la prochaine période tarifaire.

A ce titre, GRTgaz note qu'une adaptation du cadre de régulation afin que les actifs totalement amortis mais toujours exploités continuent à bénéficier d'une rémunération explicite à des fins d'incitation au maintien en exploitation et/ou au titre du risque d'exploitation avait déjà fait l'objet de discussion dans le cadre de la préparation du tarif ATRT7. Si la faible proportion d'actifs totalement amortis avait pu être soulevée par la CRE comme un argument en défaveur d'un changement du cadre de régulation, la situation a désormais largement évolué.

Pour toutes ces raisons, le sujet de la mise en place d'une incitation financière au maintien en service des actifs amortis ne peut être écarté d'emblée et nécessite une étude approfondie, à l'image de la réflexion menée par l'ARERA en Italie. En particulier, certaines réserves exprimées préalablement par la CRE mériteraient d'être discutées. Il serait par exemple intéressant de pouvoir mettre en balance la majoration des charges d'exploitation envisagées par rapport aux économies de charges de capital qui seraient permises par ce dispositif.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

ELENGY

Non

Elengy est favorable à un mécanisme de maintien en service des actifs amortis. En effet, un actif vieillissant (voire obsolète) peut présenter des risques de défaillance, et entraîner des impacts commerciaux. Ce risque mérite d'être associé à une incitation qui actuellement n'est pas prise en compte dans le calcul du CMPC.

Autres acteurs

1 particulier

Non

Pas tout à fait dans la mesure où une durée de vie normative peut induire un biais (de façon théorique et sans procès d'intention) dans la politique de modernisation des ouvrages. Inciter au suramortissement peut limiter ce biais et recentrer l'approche sur des enjeux opérationnels et de sécurité industrielle uniquement, ce qui doit être le seul axe directeur d'une politique d'investissement d'un opérateur de réseau.

Question 33 : Considérez-vous souhaitable de mettre en œuvre dès maintenant ces évolutions ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Oui

L'avis du CLEEE serait plutôt favorable mais nous attirons l'attention du régulateur d'une nécessaire progressivité des tarifications que nous trouvons ne pas suffisamment être prise en compte dans la problématique.

UNIDEN

Non

L'UNIDEN est favorable à une régulation globale des charges d'exploitation qui conduise à sous-performer chaque année l'inflation en partant du réel 2022.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Voir les réponses aux questions 29 à 31.

France Gaz

Non

France Gaz considère qu'une mise en oeuvre progressive des évolutions envisagées est nécessaire, afin d'en garantir la faisabilité opérationnelle et la lisibilité pour les utilisateurs d'infrastructures. Les évolutions réglementaires mises en place doivent cependant être suffisamment progressives pour limiter les effets de seuil. À cet égard, France Gaz considère que les pistes identifiées par la CRE ne peuvent être mis en oeuvre dès la prochaine période tarifaire. La proposition de désindexation de la BAR pourrait être étudiée pour une application au seul périmètre des nouveaux actifs entrant dans la BAR, De même que la baisse de la durée d'amortissement pourrait être étudiée dans les cas où elle est pertinente sur certains actifs ciblés. En tout état de cause, la proposition de désindexation de la BAR sera très directement liée à sa répercussion sur le niveau de CMPC : il est donc préférable d'avoir de la visibilité sur la répercussion dans le calcul du CMPC avant de pouvoir se positionner sur une bascule complète.

SPEGNN

Sans avis

Si des évolutions devaient avoir lieu, il conviendrait de tenir compte des contraintes en termes de systèmes d'informations, « marche » tarifaire, etc...

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Non

SEFE MT doesn't consider that it wise to implement these changes now.

EDF

Oui

EDF considère qu'il est impératif de mettre en oeuvre dès maintenant, tout ou partie, les évolutions proposées. En effet, retarder cette mise en oeuvre conduira à des ajustements plus forts à l'avenir.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Non

ENGIE considère que la mise en oeuvre des évolutions mentionnées aux questions 29 à 31 ne doit pas être réalisée de façon brutale et doit au contraire être préparée au cours de la période tarifaire à venir avec les opérateurs et leurs parties prenantes pour une application éventuelle post-ATRT8. La stabilité des règles tarifaires est en effet une force de la régulation des infrastructures françaises et doit être préservée.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Par ailleurs, si la CRE souhaitait mettre en place dès cette période tarifaire l'une ou l'autre de ces évolutions (BAR non inflatée, amortissements accélérés, réduction de la durée de vie régulateur, ...), ENGIE considère que cela ne pourra être fait que de façon très progressive et étalée sur plusieurs périodes tarifaires. Cette progressivité permettra de limiter la hausse du tarif unitaire, significative avant même ces mesures, du fait de l'inflation et de la baisse des volumes.

Enfin, ENGIE souligne qu'il n'est pas souhaitable que ces évolutions soient toutes mises en œuvre et qu'un choix devra être opéré.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF n'est pas favorable à ce que l'ensemble de ces évolutions soit mis en œuvre dès maintenant. En tout état de cause si une évolution devait intervenir, il convient de considérer un mécanisme de lissage afin d'éviter les effets de marche.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP n'est pas favorable à ce que l'ensemble de ces évolutions soit mis en œuvre dès maintenant. En tout état de cause si une évolution devait intervenir, il convient de considérer un mécanisme de lissage afin d'éviter les effets de marche.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRTgaz

Non

GRTgaz n'est pas favorable au passage à un amortissement dégressif compte tenu du risque fiscal pour l'entreprise et GRTgaz n'est pas favorable à la désindexation de la BAR dès l'ATRT8 compte tenu du contexte actuellement peu propice à une hausse supplémentaire du tarif. De façon générale, GRTgaz rappelle son attachement à la stabilité et à la prévisibilité du cadre de régulation, toute rupture de modèle ne pouvant se concevoir sans permettre une anticipation suffisante de la part des acteurs de marché. GRTgaz propose de réduire de 50 ans à 30 ans la durée d'amortissement des nouvelles canalisations de transport de gaz.

GRDF

Non

Comme précisé dans les réponses aux questions précédentes, GRDF n'est pas favorable au passage à une BAR désindexée dès la prochaine période tarifaire, compte tenu des demandes de hausses tarifaires exprimées par les opérateurs.

GRDF réaffirme son opposition à la mise en œuvre d'amortissements dégressifs.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

ELENGY

Sans avis

Elengy est sensible au caractère stable et prévisible du cadre de régulation. Tout changement significatif de ce cadre de régulation ne peut se s'imaginer sans permettre aux différents acteurs de marché (clients, opérateurs et investisseurs) d'anticiper suffisamment ses conséquences.

Quelles que soient les dispositions décidées in fine, Elengy considère comme pertinent une mise en œuvre progressive permettant un retour d'expérience des premières mesures avant d'envisager leur pérennisation ou la mise en œuvre d'autres dispositions.

D'autre part, Elengy considère que les dispositions décidées pour l'activité transport de gaz naturel ne peuvent être automatiquement élargies à toutes les activités d'infrastructures énergétiques sans prise en compte des spécificités de chacune d'entre-elles.

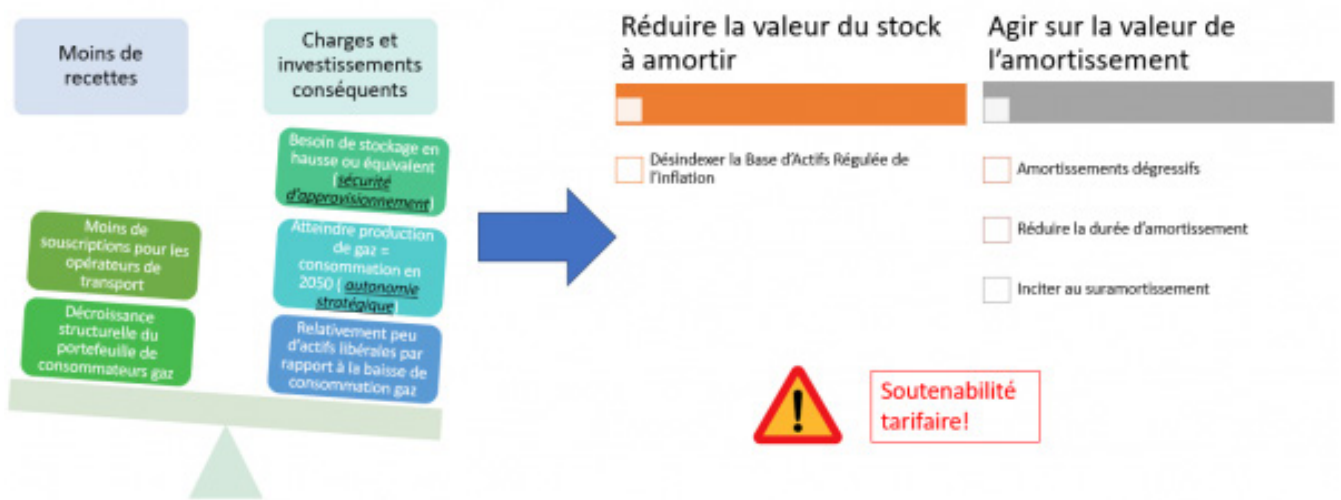
Autres acteurs

1 particulier

Sans avis

Il faut avoir toutes les informations-clé pour se prononcer. Néanmoins, si les informations dont dispose la CRE indique une décroissance massive et inexorable de façon crédible de l'usage gaz, alors mettre en place ces évolutions le plus tôt possible sera d'autant moins pénible pour le consommateur à terme, et évitera les coûts échoués pour l'opérateur et ses actionnaires.

Du reste, l'équation peut être illustrée via le schéma ci-après :



Question 34 : Avez-vous d'autres suggestions concernant la répartition dans le temps des charges de capital, dans l'objectif de répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement de gaz ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

UNIDEN

Oui

L'UNIDEN est favorable à ce que la trajectoire des charges normatives de capital retenue soit celle de la borne basse proposée par la CRE et à ce que le mode de calcul du CMPC soit celui retenu par le consultant. En effet, compte-tenu de la baisse structurelle de la consommation de gaz et du risque de hausse du coût unitaire d'acheminement associé, les dépenses d'investissement des opérateurs doivent non seulement être maîtrisées au mieux, mais réduites.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Non. Mais l'UPRIGAZ souhaiterait que les pistes avancées dans ses propos liminaires sur les éventuels coûts échoués fassent l'objet d'un débat.

France Gaz

Non

N/A

SPEGNN

Oui

Les ELD gazières considèrent que les outils proposés ne sont pas à la hauteur des enjeux dans le domaine de la distribution et seront insuffisants pour faire face à la trajectoire de baisse des consommations de gaz sur les réseaux, qui est d'ailleurs déjà significative pour certains opérateurs. Nous devons nous interroger sur le mode de financement de nos activités de manière solidaire entre les consommateurs des différents opérateurs gaziers, voire probablement au-delà des seuls usagers du gaz.

En tout état de cause, les mécanismes qui seraient retenus à l'issue de ces travaux tarifaires devront être en mesure de garantir une hausse contenue qui ne soit pas au détriment des autres composantes intervenant dans la fixation du tarif. Ainsi, les charges d'exploitation et le taux du CMPC ne devront pas être des variables d'ajustement si un changement de méthode de calcul des charges de capital devait entraîner une forte augmentation du tarif.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Non

No suggestions.

EDF

Oui

Les évolutions envisagées par la CRE pourraient s'avérer insuffisantes d'autant plus que la part fourniture dans la facture pourrait augmenter de manière plus conséquente que la part acheminement en raison de coûts des gaz renouvelables très supérieurs à ceux des gaz fossiles. Un équilibre devra être trouvé entre limiter la hausse des factures des consommateurs et ne pas inciter à la consommation de gaz fossile. Ainsi, il pourrait être envisagé (les propositions ci-dessous ne constituent pas, à date, les solutions privilégiées par EDF mais des pistes de réflexion qui pourraient être étudiées) :

- a. Une aide aux plus précaires à travers le chèque énergie : Cette aide supplémentaire devrait être complétée d'un mécanisme visant à les accompagner à changer d'énergie afin d'éviter une augmentation structurelle de l'aide au fur et à mesure que les autres consommateurs optent pour des solutions autres que le gaz.
- b. Un financement public à travers, par exemple, les charges de service public. Toutefois, la mise en œuvre d'un soutien public ne devra pas inciter les gestionnaires d'infrastructures à faire perdurer des actifs inutilisés ou peu utilisés.

En outre, la gestion de la hausse du coût unitaire fait l'objet de nombreuses propositions. Parmi les pistes parfois évoquées, EDF souhaiterait apporter les commentaires suivants :

- (i) Même si cette mesure n'est pas envisagée, EDF n'est pas favorable à l'abaissement du CMPC des opérateurs d'infrastructures gazières. En effet, la plupart des investissements réalisés par ces derniers l'ont été pour répondre à des besoins physiques, respecter des exigences réglementaires ou à la demande de l'autorité concédante et ces investissements ont été approuvés par la CRE pour le réseau de transport. Les opérateurs doivent pouvoir continuer à exercer leur activité industrielle quand bien même elle est en décroissance dans des

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

conditions de rémunération normale des investissements restant nécessaires à la bonne l'exécution de leur mission.

(ii) Certains acteurs ont proposé d'intégrer une partie de l'augmentation des coûts unitaires dans le TURPE. Cette idée doit être écartée sans ménagement. L'électrification des usages est un vecteur majeur pour décarboner l'économie. Il convient donc de ne pas désinciter à l'électrification en alourdissant artificiellement les factures. Par ailleurs, intégrer une partie unitaire dans le TURPE au motif que le maintien des réseaux gaziers serait au profit du secteur électrique est quelque peu erroné. En effet, si le coût unitaire d'acheminement augmente, les opérateurs des CCG en tiendront compte lorsqu'ils calculeront leur coût d'appel sur la base duquel la centrale se trouvera positionnée dans l'ordre de mérite et qu'ils décideront de la programmation ou non du fonctionnement de leur centrale et formuleront leurs offres sur le marché spot (comme dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement). A travers les mécanismes de marché, ce coût sera donc intégré au prix de l'électricité.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Non

Pas de suggestion précisément sur les Charges de Capital.

ENGIE souligne que l'objectif poursuivi, au-delà d'une réponse au risque de hausse du coût unitaire de l'acheminement, doit avant tout cibler la compétitivité du gaz (comparativement à d'autres énergies).

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Non.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Non.

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

Non

GRTgaz n'a pas d'autres suggestions.

GRDF

Sans avis

GRDF n'a pas d'autres suggestions.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs**1 particulier**

Non

Si l'on reste à iso-cadre réglementaire, les variables investiguées semblent épuisées.

NIVEAU TARIFAIRE

Question 35 : Partagez-vous les orientations de la CRE concernant les thématiques de R et D à inclure dans les trajectoires de charges des GRT ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Sans avis

UNIDEN

Sans avis

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Même si l'on peut s'interroger actuellement sur l'éventuelle implication des GRT dans le transport d'hydrogène, dans la mesure où le cadre réglementaire européen n'est pas encore établi, l'UPRIGAZ observe que les montants en jeu sont relativement limités et n'ont donc pas un impact significatif sur les tarifs. Certaines de ces actions peuvent présenter un caractère d'intérêt général, ce qui pourrait justifier leur prise en charge par les GRT.

France Gaz

Non

France Gaz souligne que la R et D des opérateurs d'infrastructures a vocation à assurer la pérennité de leurs activités en développant les innovations technologiques pertinentes au regard de l'évolution du contexte technico-économique et réglementaire du secteur gazier. Il est donc nécessaire qu'ils puissent travailler sur tous les sujets nécessaires pour se projeter dans la suite, y compris les nouvelles filières de production de gaz renouvelables et bas-carbone.

Le budget R et D alloué aux opérateurs doit donc refléter l'importance des transformations à l'oeuvre et leur permettre de mener les travaux nécessaires. En particulier, France Gaz considère que l'enveloppe budgétaire allouée aux travaux de R et D ne saurait être en baisse par rapport à la période tarifaire précédente. Certains membres de France Gaz ne partagent toutefois pas cette vision et se rangent à l'analyse de la CRE.

SPEGNN

Non

Le SPEGNN considère qu'il est important de prévoir, dans les programmes de R et D des opérateurs de transport, des thématiques accessoires aux activités de réseaux qui bénéficieront à terme à l'activité de transport de gaz. Tel est notamment le cas en matière de travaux portant sur la production de gaz renouvelables et les usages. Ces thématiques de R et D ont un lien direct avec les activités de réseaux en ce qu'elles permettent d'assurer une plus grande utilisation à long terme des actifs, afin notamment d'éviter des coûts échoués.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Sans avis

No opinion.

EDF

Oui

Les dépenses de R et D et I couvertes par l'ATRT8 doivent se limiter au strict domaine régulé. EDF partage la proposition de la CRE de ne pas inclure des dépenses de R et D et I de projets liés à l'hydrogène et au CCUS comme

le demande Teréga. Toutefois, EDF souhaiterait comprendre pourquoi, au contraire, un budget « Préparation des réseaux à l'hydrogène » a été maintenu chez GRTgaz.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Non

ENGIE juge que la R et D et l'innovation font partie des missions des opérateurs de transport et ne partage pas la proposition du régulateur de les baisser. Les 5 thématiques de R et D telles que présentées par les opérateurs et notamment GRTgaz font partie intégrante de leurs missions et doivent être incluses dans les trajectoires de charges à couvrir :

- Optimisation du fonctionnement, exploitation et sécurité : ENGIE est favorable à l'inclusion des charges associées, qui paraît parfaitement légitime et conforme à la mission des opérateurs
- Réduction de l'impact environnemental : ENGIE est favorable à l'inclusion des charges associées, qui paraît parfaitement légitime et conforme à la mission des opérateurs, et nécessaire pour permettre aux opérateurs de respecter les cibles croissantes de diminution des émissions
- Préparation des réseaux à l'arrivée des nouveaux gaz : ENGIE est favorable à l'inclusion des charges R et D associées à l'injection du biométhane, ou du méthane de synthèse qui paraît paraissent utiles et indispensables pour assurer l'essor du méthane vert.
- Préparation des réseaux à l'hydrogène : ENGIE plaide pour une tolérance sur les dépenses de R et D liée à l'hydrogène, pour la part qui n'est pas financée par des subventions publiques. ENGIE est cependant favorable à une action du régulateur pour inciter les opérateurs à aller chercher des financements externes (via la réponse à des Appels d'Offre, ou la recherche de subventions dans les programmes du Clean Hydrogen Partnership européen).
- Projets relatifs à la prospective énergétique, au pilotage et à l'optimisation : ENGIE est favorable à l'inclusion de ces charges.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF note que les opérateurs demandent que les consommateurs actuels supportent des coûts qui seraient justifiés par le déclin du marché et dans le même temps supportent des coûts de R&D pour les nouveaux gaz. Cela semble contradictoire. Par ailleurs, comme le relève la CRE, certaines dépenses proposées par les opérateurs ne relèvent pas du champ de la régulation.

Dans une logique de décroissance du marché comme le martèlent les opérateurs, il convient que les dépenses soient les plus limitées possibles.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP note que les opérateurs demandent que les consommateurs actuels supportent des coûts qui seraient justifiés par le déclin du marché et dans le même temps supportent des coûts de R&D pour les nouveaux gaz. Cela semble contradictoire. Par ailleurs, comme le relève la CRE, certaines dépenses proposées par les opérateurs ne relèvent pas du champ de la régulation.

Dans une logique de décroissance du marché comme le martèlent les opérateurs, il convient que les dépenses soient les plus limitées possibles.

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

Non

GRDF n'émet pas d'avis sur les montants demandés en termes de R et D par les opérateurs ni sur les arbitrages proposés par le cabinet d'audit et la CRE.

Néanmoins, GRDF tient à rappeler le rôle que les réseaux gaziers sont amenés à jouer dans la transition énergétique, et par conséquent la nécessité de poursuivre les actions de R et D visant à accélérer le développement des gaz renouvelables et bas carbone, l'amélioration des process actuels et les conditions d'accueil de ces gaz dans les réseaux. Ces actions sont légitimes et indispensables à l'atteinte des objectifs ambitieux que les pouvoirs publics fixent aux filières méthanisation et gaz bas carbone à l'horizon 2030. Dans un

tel contexte, les opérateurs gaziers sont légitimes à entreprendre toute R et D qui vise à assurer la pérennité à long-terme de leurs activités, y compris le développement de la production de gaz renouvelable et bas carbone.

GRTgaz

Non

Au préalable, GRTgaz souhaite souligner la stabilité de son budget RDI prévu pour l'ATRT8. Pour la période ATRT8, GRTgaz a présenté un budget de 139 M€ pour couvrir ses besoins de RDI, à comparer à un réalisé prévisionnel de 124 M€ sur les 4 ans de la période ATRT7 (dont 92 M€ sur la période 2020-2022, soit 3 ans seulement). La hausse en euros courants entre le réalisé ATRT7 et la demande ATR8 est ainsi de 12% et non de 50% comme indiqué dans la consultation publique. De plus, si on ramène ces budgets RDI en euros 2022, on obtient des montants équivalents pour le réalisé ATRT7 et la demande ATRT8 (= 126 M€ 2022).

Au-delà de cette remarque préliminaire, nous souhaitons apporter les éléments complémentaires suivants par rapport aux ajustements envisagés par la CRE.

1. INNOVATION

- L'ambition de GRTgaz est de faire de l'innovation un vecteur de performance économique, de transition énergétique et de transformation culturelle des salariés et de l'entreprise, afin d'être préparés aux grands changements qui auront lieu dans notre secteur dans les années à venir. Sur la période ATRT7, l'Innovation s'est structurée avec succès en cinq dispositifs (Challenge Innovation, Design Lab, Accélérateur, Open Innovation Factory et Culture Innovation) délivrant une forte valeur ajoutée à GRTgaz au travers des projets qu'ils accompagnent.
- Les projets pluriannuels à fort impact économique et environnemental initiés sur cette période sont pour certains d'entre eux actuellement en phase de tests laboratoire et terrain. Si ces derniers s'avèrent concluants, ils seront amenés à faire l'objet de campagnes approfondies d'évaluation et de développement sur le réseau de GRTgaz pendant les années à venir, occasionnant des coûts de mise en œuvre en croissance (coûts qui seront compensés par les gains opérationnels et environnementaux futurs de GRTgaz si les promesses de ces projets sont confirmées).
- De plus, sur ces projets pluriannuels engagés pendant la période ATRT7 viennent se greffer de nouvelles opportunités d'innovation porteuses de performance pour GRTgaz. Ces projets émergents incrémentent le budget global consacré à l'innovation, avec la volonté de garder un rythme soutenu pour détecter et expérimenter les technologies porteuses d'avenir.
- Enfin, au-delà du réseau de GRTgaz, les premiers essais et retours utilisateurs nous ont permis d'identifier de nouveaux cas d'usage intéressants des opérateurs tiers. Ces nouveaux cas d'usage à développer pendant la période tarifaire ATRT8 représentent, outre des espérances de performance accrue pour l'ensemble de la filière gazière française, des opportunités de développement des recettes externes de GRTgaz à un horizon moyen terme. Il nous semble donc pertinent d'engager les dépenses associées pour améliorer leur TRL sur les prochaines années.

2. Postes « ANALYSE GAZ » et « QUALIFICATION DE MATERIELS DE RESEAUX ET DE MESURAGE »

- Analyses de gaz : certaines activités sont réalisées dans le cadre des programmes R et D mais aussi dans le cadre des activités d'expertise opérationnelle de GRTgaz et de clients tiers. Même si le vocable employé est similaire, ce sont bien des finalités différentes et il n'y a pas de double comptage.
- Qualification de matériels de réseau et de mesurage : des exemples d'actions ont été donnés dans le dossier tarifaire de GRTgaz (Annexe 24). Ils font bien l'objet de recettes externes pour les clients tiers et ont été intégrés dans la demande tarifaire au sein de la ligne Expertise Opérationnelle. Cependant, certaines actions sont réalisées pour le compte de GRTgaz seul et à ce titre ne font pas l'objet de recettes externes.

3. Filières émergentes (nouveaux gaz).

Les recherches menées par GRTgaz sur ces différentes filières prometteuses de production de gaz renouvelables susceptibles d'être injectés dans les réseaux visent en priorité à comprendre les impacts potentiels de la qualité des gaz émis sur ces derniers. A titre d'illustration historique, on rappellera les travaux sur la caractérisation du biométhane qui ont montré toute leur pertinence et sont toujours d'actualité (ex : problématique O2). La très grande diversité des intrants envisagés dans le cadre des filières de production de ces nouveaux gaz impose une vigilance accrue afin d'identifier les composés majeurs et composés traces véhiculés par les premiers démonstrateurs non-commerciaux. A ce titre, GRTgaz participe marginalement à certains projets sur cette brique de mesure de la qualité gaz.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATR78)

Toutefois, GRTgaz reste vigilant à ne pas déborder ce rôle et à limiter son implication sur des projets à faible maturité technologique. Pour illustration sur la pyrogazéification : les engagements pris dans le cadre de l'ATR7 seront menés à leur terme, mais nous ne prévoyons pas à ce stade de nous associer à de nouveaux démonstrateurs dans les années à venir car les briques d'épuration semblent désormais suffisamment maîtrisées.

La ligne « Emergence des filières complémentaires » est prévue de ce fait en forte baisse sur la période ATR78.

4. Etude sur les polluants atmosphériques GNV

Nous envisageons de mener cette étude dans le cadre des travaux de la filière de mobilité lourde au GNV avec une vocation de partage large des résultats. Elle s'inscrit dans le souci de GRTgaz de contribuer à la réduction du Scope 3 de ses émissions de polluants. Elle reste cependant marginale et à ce titre nous proposons de la maintenir au bénéfice de l'ensemble de la filière gaz.

En synthèse, GRTgaz confirme son besoin de 139 M€ au titre de son budget RDI pour la période tarifaire ATR78. Ramené en euros constants, ce niveau de charges est stable par rapport au réalisé RDI sur l'intégralité de la période ATR77.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

ELENGY

Non

Elengy s'interroge sur le rejet de la prise en compte des trajectoires demandées par les opérateurs concernant les dépenses en R et D et I sur les thématiques hydrogène et capture et stockage de CO2, alors que la CRE indique en préambule sa volonté d'accompagner l'essor de ces filières.

Autres acteurs

CFE-CGC Energies

ATR6, et qui doivent être conservés voire accélérés pendant de nombreuses années pour relever les nombreux défis industriels et technologiques auxquels les réseaux de transport seront confrontés avec la transition énergétique, la CFE-CGC Énergies est favorable à une conservation du niveau des dépenses de R&D tel que demandé par GRTgaz.

La CFE-CGC Énergies considère que le maintien d'OPEX et d'effectifs R&D justes et suffisants, correspondent aux besoins de GRTgaz et ne doit pas se faire au détriment des autres activités, ni des autres salariés de l'entreprise.

Par ailleurs, la CFE-CGC Énergies considère que l'innovation, l'augmentation de l'activité de GRTgaz, la qualité de service au marché et la satisfaction de ses clients ont un coût et que la force de l'incitation régulatoire réside dans la nécessaire cohérence entre les objectifs fixés et les moyens alloués.

Enfin, les travaux de R&D doivent s'apprécier dans la durée et ne pas faire l'objet d'incitations strictement financières ni court-termistes comme pourrait l'être l'éventuelle restitution des sommes allouées non utilisées. A ce titre, la CFE-CGC Énergies est favorable à la prise en compte et à la couverture intégrale de ces charges d'exploitation dans la prochaine trajectoire tarifaire ATR78.

1 particulier

Non

Question 36 : Avez-vous des remarques concernant le niveau de charges à couvrir demandé par GRTgaz et Teréga ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

UNIDEN

L'UNIDEN considère que le niveau des charges à couvrir demandé par GRTgaz et Teréga est extrêmement élevé et que la « marche » demandée en 2024 créerait un impact important sur la compétitivité de l'industrie.

CLEEE

Nous avons d'autres remarques que nous avons versées au document en PJ (format PDF) nom du document : QUESTION_36.pdf

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

La CRE dispose de tous les éléments pertinents pour s'assurer des niveaux de charge à couvrir. L'UPRIGAZ n'a donc aucune remarque à formuler.

France Gaz

France Gaz ne se positionne pas sur le niveau des charges à couvrir demandé par les opérateurs. Pour autant il apparaît nécessaire de bien distinguer dans l'analyse les charges pérennes et les charges correspondant à des éléments conjoncturels. Ainsi, le niveau de certains postes de charges, liées par exemple aux coûts de gestion ou aux achats énergie, est très lié au contexte particulier du marché de l'énergie et n'a pas vocation à se maintenir structurellement.

SPEGNN

Le SPEGNN n'a pas d'avis sur le niveau des charges à couvrir pour la période ATRT8.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

No opinion.

EDF

En raison de la hausse attendue des coûts unitaires, toute dépense pérenne sur le long-terme doit être dûment justifiée, en particulier les investissements et le recrutement de nouveaux ETP. Il convient d'être prudent dans la trajectoire retenue.

Concernant les investissements, EDF note un projet de rénovation de la station de compression de la Bégude à partir de 2025 pour 78 M€. Cette station est sur l'axe que GRTgaz prévoit de reconverter à l'hydrogène avant 2030. Ainsi, EDF souhaiterait disposer d'informations supplémentaires sur ce projet.

ENGIE

Concernant les CNE : En complément des réponses aux questions précédentes, ENGIE partage l'analyse de la CRE sur le coût futur des congestions. L'année de référence 2022 a été véritablement atypique pour les acteurs de marché en termes de contrainte sur la gestion de leur portefeuille d'approvisionnements. Elle ne peut sans doute pas constituer une base de raisonnement reproductible a priori pour les années futures.

Concernant les CCN : pas de remarque sur les charges de capital, calculées selon un exercice bien codifié et sur la base de trajectoires d'investissement conformes aux missions des opérateurs. ENGIE soutient les demandes des opérateurs.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF est alarmé par les niveaux de dépenses envisagées par les opérateurs. TEEGF s'étonne de la contradiction entre l'anticipation du déclin du marché et des niveaux élevés des dépenses proposées et leur forte croissance par rapport au niveau des années antérieures. TEEGF s'attendrait davantage à voir des plans d'économies proposés par les opérateurs.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

TEEGF note que les analyses du cabinet H3P-ORCOM mettent en évidence que les demandeurs des opérateurs ne sont pas justifiées ni raisonnables et devraient plutôt être en ligne avec les niveaux des années de l'ATR7.

Par ailleurs, nous constatons pour GRTgaz que la hausse en 1^{ère} année est suivie d'une hausse les années suivantes, ce qui questionne d'autant plus cet effet de pic en début de nouvelle période tarifaire et la pertinence de la demande de l'opérateur.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

GRTgaz et Teréga ?

TEGP est alarmé par les niveaux de dépenses envisagées par les opérateurs. TEGP s'étonne de la contradiction entre l'anticipation du déclin du marché et des niveaux élevés des dépenses proposées et leur forte croissance par rapport au niveau des années antérieures. TEGP s'attendrait davantage à voir des plans d'économies proposés par les opérateurs.

TEGP note que les analyses du cabinet H3P-ORCOM mettent en évidence que les demandeurs des opérateurs ne sont pas justifiées ni raisonnables et devraient plutôt être en ligne avec les niveaux des années de l'ATR7.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

GRDF n'émet pas d'avis sur le niveau des CNE demandées par les opérateurs ni sur les arbitrages proposés par le cabinet d'audit et la CRE.

Toutefois, il est dommageable que la CRE présente les hausses de charges demandées par les opérateurs sans retraitement des charges « Énergie » et « Conversion H/B notamment, cela donne une vision biaisée de la demande des opérateurs en leur imputant l'impact d'éléments exogènes.

GRTgaz

GRTgaz n'a pas de remarques additionnelles concernant le niveau de charges à couvrir pour la période ATRT8, en complément des éléments déjà transmis à la CRE dans son dossier tarifaire et dans le cadre des audits mandatés par la CRE.

Dunkerque LNG

NA

ELENGY

Elengy ne se prononce pas, mais émet des réserves quant à la prise en compte de l'année 2022 corrigée de l'inflation comme année de référence, sachant que les contextes des années antérieures étaient différents. L'année 2022 ne pourrait donc refléter de vision fiable de l'évolution tarifaire ATRT.

Autres acteurs

CFE-CGC Énergies

Vu de la CFE-CGC Énergies, l'écart en gains de productivité n'est pas duplicable à l'infini sans risquer l'avenir et l'efficacité supplémentaire demandée, sans accorder les moyens attendus, apparaît fortement discutable quand on sait que la réduction des effectifs de GRTgaz a débuté bien des années avant le niveau de référence retenu par la CRE pour l'ATR8. Depuis déjà trois tarifs, les opérateurs se sont mobilisés pour réduire leurs charges et ont donc déjà réalisé des gains significatifs de productivité. Une large partie de ces gains de productivité ont d'ailleurs été réalisés et supportés par les salariés eux-mêmes.

Les opérateurs de réseaux de transport et leurs salariés ne peuvent donc continuer indéfiniment à produire de tels gains alors que dans le même temps la loi continue de leur imposer de nouvelles obligations réglementaires (prescriptions et attentes vis-à-vis des inspections, droit à l'injection, réduction drastique des fuites & émissions de méthane, préparation de l'avenir). L'environnement attend d'eux au contraire une réactivité plus forte donc des moyens plus conséquents.

Nous vous rappelons que les OPEX à venir doivent aussi continuer d'être couverts à 100 % comme le prévoit la loi. Donc vu de nous, si la loi induit de nouvelles obligations, les moyens supplémentaires et les OPEX induits sont légitimes et doivent intégralement être couverts. Le véritable enjeu ici est bel et bien de valider un niveau raisonnable d'OPEX de fonctionnement, intégrant l'inflation galopante depuis 2022 ainsi que toutes les nouvelles obligations liées à la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), sans quoi l'impact sur GRTgaz et son éco-système (partenaires, clients et salariés) sera préjudiciable et ralentira toute la filière.

Si l'on ajoute à ce constat le fait que le réseau régional de GRTgaz, qui lui n'a jamais été renouvelé et n'a jamais bénéficié de bonification incitative, est vieillissant, les OPEX nets d'exploitation de GRTgaz ne peuvent pas être "brutalement arbitrées" à la baisse sur la seule foi d'un audit. Chaque décision prise aujourd'hui induit forcément des conséquences futures et sur ce sujet, la CFE-CGC Énergies ne souscrit pas non plus aux ajustements proposés et retenus par le régulateur sur certains OPEX de maintenance. Vu de nous, des OPEX mesurés et en augmentation sont bien nécessaires pour éviter des investissements massifs demain qui conduiraient à alourdir inutilement les prochains tarifs et à pénaliser les clients.

Notre analyse est qu'il est plus réaliste d'accorder aux gestionnaires de réseaux de transport des moyens supplémentaires en ETP et en OPEX proportionnels à leurs obligations, pour accompagner la transition énergétique, pour disposer des moyens nécessaires pour répondre en délai et qualité aux sollicitations de la filière et mener à bien toutes les études R&D sur la pyrogazéification, la méthanation, la gazéification hydrothermale, le CO2 ou l'H2, tout en maintenant une réelle qualité de service et une vraie disponibilité de tous les ouvrages.

Au delà des charges nettes d'exploitation, ce sont clairement les salariés de GRTgaz qui sont visés par plusieurs arbitrages de votre auditeur. La CFE-CGC Énergies ne peut l'accepter, les salariés de GRTgaz ne peuvent en aucun cas devenir la variable d'ajustement budgétaire ; nous ne sommes donc pas favorables à l'arbitrage proposé ni au dispositif tel que présenté

car cela revient à réduire les moyens consacrés à la transition énergétique et mettrait en péril l'avenir des infrastructures de transport de gaz.

En synthèse, concernant ces charges d'exploitation (OPEX)

Pour la CFE-CGC Énergies, l'avenir des transporteurs repose à la fois sur des projets incontournables tels que la sécurité, l'engagement et l'exemplarité en matière de transition énergétique, mais aussi des projets obligatoires comme les gaz renouvelables en termes de R&D et l'adaptation des réseaux aux technologies numériques. Il n'est donc pas envisageable, ni souhaitable pour l'avenir du marché du gaz, ni pour les salariés engagés de l'entreprise, de ne pas avoir les moyens humains, techniques et financiers de répondre à ces quatre impératifs. Nous pensons que le prochain tarif ATRT8 doit couvrir tous ces besoins supplémentaires irresistibles.

La CFE-CGC Énergies considère que la régulation forfaitaire incitative sur les charges d'exploitation n'a donc de sens que si elle est compréhensible, reste proportionnée et repose sur des objectifs précis et atteignables en cohérence avec les moyens donnés aux transporteurs par les ressources tarifaires. A défaut, elle conduirait à des exigences excessives de productivité qui ne peuvent que conduire à une réduction des moyens, à des suppressions d'emplois et à une dégradation inévitable de la qualité de service aux clients. Une pression disproportionnée et excessive pourrait également conduire à revoir certains actes de maintenance et conduire à un espacement de ceux-ci mettant en cause à terme la pérennité et la sécurité des installations. En ce sens, le régulateur ne peut se dessaisir du sujet en le laissant à la seule charge des opérateurs de transport.

Au contraire, pour la CFE-CGC Énergies, toute élévation du niveau d'exigence doit conduire à donner davantage de moyens aux gestionnaires de réseau de transport tout en intégrant les facteurs externes non imputables aux gestionnaires. A défaut, les gains de productivité seraient alors imputables directement à la masse salariale donc aux effectifs de GRTgaz. La CFE-CGC Énergies ne pourrait cautionner un tel choix qui risquerait de faire supporter l'unique aspect de modération du prochain tarif aux seuls salarié(e)s.

Sans donner à l'opérateur de transport GRTgaz les moyens supplémentaires justes mais nécessaires à l'atteinte de l'ambition forte affichée par le gouvernement dans la prochaine PPE, le risque est important, selon la CFE-CGC Énergies, que les objectifs d'études, de raccordements, de services, de disponibilité et de fiabilité ne soient pas au rendez-vous, avec des conséquences qui toucheront alors l'ensemble des acteurs du transport de gaz et de la filière des gaz renouvelables. La hausse des obligations liées à la transition énergétique induit une charge supplémentaire réelle via de nouveaux schémas directeurs et des études qu'il convient au contraire de couvrir à leur juste niveau.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

L'avenir du gaz et de son transport passe inéluctablement par le respect de l'environnement et du suivi des objectifs de la loi Energie-Climat. Sans la contribution franche et massive des opérateurs de transport, certains de ces objectifs ne pourront être atteints. Or ces dépenses seront profitables à l'ensemble de la société à long terme.

En tout état de cause, si la CFE-CGC Énergies ne remet pas en question le principe d'une régulation incitative, juste et raisonnable, sur les charges d'exploitation, le renforcement de celle-ci à hauteur des montants forfaitaires envisagés n'apparaît être ni proportionné, ni atteignable et peu respectueux de la réalité des projets nécessaires à l'atteinte des objectifs du secteur gazier en faveur d'une transition énergétique réussie couplée à un réseau de transport régional vieillissant.

1 particulier

S'agissant des CCN :

-Il est, en effet, difficile de réduire des dépenses d'investissement en l'absence d'informations stratégiques, d'autant que s'agissant de la sécurité industrielle, il n'est pas simple de faire les distinguo nécessaires le cas échéant, alors que l'enjeu est fondamental.

Du reste, la trajectoire médiane de CCN, demeure en moyenne plus élevée que le réalisé ATRT7. Pour partie, cela s'explique notamment par le mécanisme du double-taux qui intègre naturellement un taux de rémunération plus élevé que celui fondé sur la méthode historique. A partir du moment où le principe du double-taux est acté, et que des arbitrages sur l'essentiel des dépenses d'investissement n'est pas possible, tout commentaire sur le niveau résultant des CCN demeure superflu.

S'agissant des CNE :

-Le niveau demandé des charges d'exploitation interpelle par l'ampleur du décalage avec le réalisé inflaté ATRT7. Néanmoins, seul une analyse fine de la demande peut conduire à une conclusion objective.

Question 37 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRT8 pour GRTgaz et Teréga ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Défavorable

Le niveau de charges à couvrir pour GRT gaz prévoyant une hausse de +22.7% sur 2024 nous semble trop élevée

UNIDEN

Défavorable

L'UNIDEN est favorable à ce que la trajectoire des charges normatives de capital retenue soit celle de la borne basse proposée par la CRE et à ce que le mode de calcul du CMPC soit celui retenu par l'auditeur. En effet, compte-tenu de la baisse structurelle de la consommation de gaz et du risque de hausse du coût unitaire d'acheminement associé, les dépenses de fonctionnement et d'investissement des opérateurs doivent non seulement être maîtrisées au mieux, mais réduites.

L'UNIDEN considère qu'il faut retenir non pas le milieu mais le bas des fourchettes de charges de capital et de charges nettes d'exploitation présentées par la CRE dans la consultation publique, conduisant ainsi à une évolution des différents termes tarifaires qui ne devrait pas excéder 10 % environ entre 2023 et 2024.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Idem réponse à la question 36.

France Gaz

Ni favorable, ni défavorable

Cf réponse question 36 – France Gaz ne se positionne pas sur le niveau des charges à couvrir, étant entendu toutefois que celui-ci doit permettre aux opérateurs de travailler en assurant la sécurité des biens et des personnes ce qui constitue la priorité absolue.

De manière générale, le contexte particulier de l'année 2023, marquée notamment par une inflation importante, doit être pris en compte : l'année 2022 n'est pas une référence pertinente pour l'analyse de la prochaine période tarifaire.

SPEGNN

Ni favorable, ni défavorable

Nous souhaitons rendre attentive la CRE quant à la valeur du « bêta » intervenant dans le calcul du CMPC, qui doit se situer à un niveau acceptable tenant compte du contexte actuel du secteur gazier à fort risque (PPE, stratégie bas carbone, plans climats...).

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

EDF

Ni favorable, ni défavorable

EDF considère que le revenu illustratif donné ne constitue pas une orientation et ne comprend pas la différence entre cette question et la précédente.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Ni favorable, ni défavorable

Cf. réponses aux questions précédentes

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

L'évolution des charges pour GRTgaz entre 2024 et 2023 est massive et alarmante.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

L'évolution des charges pour GRTgaz entre 2024 et 2023 est massive et alarmante.

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

Défavorable

GRTgaz constate que les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau de ses charges ne lui permettent pas de respecter les diverses obligations qui s'imposent à lui et souhaite souligner en particulier les points suivants, parmi d'autres.

En premier lieu, la trajectoire envisagée sur les charges SI ne permet pas à GRTgaz de financer la continuité de service SI en 2024 et donc d'assurer ses missions. Elle ne permet pas non plus de financer les nouveaux besoins pour l'ensemble de la période alors que GRTgaz doit faire face à des menaces croissantes, en particulier relatives à la cybersécurité. Une telle situation risquerait notamment de mettre en risque la continuité de l'acheminement.

GRTgaz s'inquiète de ces orientations alors même que la trajectoire SI soumise à la CRE est inférieure au réalisé 2022 inflaté.

GRTgaz conteste également les ajustements envisagés par la CRE concernant les charges de personnel. Au-delà des biais dans les calculs et de l'absence de prise en compte de contraintes s'imposant déjà à GRTgaz, la trajectoire proposée ne permet pas à GRTgaz de faire face aux nouveaux besoins résultant du développement des gaz renouvelables et des impacts de la guerre en Ukraine.

Enfin, GRTgaz conteste les arguments utilisés pour justifier l'ajustement à la baisse de la trajectoire des charges du système industriel, alors même que les besoins de compression ont été en forte hausse en 2022 suite à la reconfiguration des flux gaziers issue de la guerre en Ukraine. S'agissant de l'immobilier, la trajectoire ajustée ne prend pas non plus en compte l'évolution des charges qui s'imposent à GRTgaz.

GRDF

Défavorable

GRDF constate que l'auditeur a refusé de manière générale de prendre en compte un certain nombre d'effets de hausse de coûts connus à date et subis par les opérateurs. C'est le cas en particulier sur les évolutions de masse salariale où il se permet de corriger les hypothèses de Salaire National de Base et d'indexation futures sans se préoccuper de la réalité des mécanismes de négociations salariales pour les entreprises des IEG, ainsi que sur les hausses de certains contrats d'achats qui ne sont pas indexés sur l'inflation générale et pour lesquels les effets prix n'ont pas été constatés sur l'exercice 2022, exercice de référence retenu par l'auditeur, mais sont différés sur 2023 (ex : achats de matériels impactant les coûts de maintenance ou de certains projets).

Concernant l'Avantage en Nature Energie, l'auditeur introduit des gains d'efficacité d'énergie sur lesquelles les opérateurs n'ont pas la main (n'ayant pas accès aux consommations personnelles de leurs collaborateurs et anciens collaborateurs s'agissant des retraités). Cela n'est pas acceptable dans la mesure où en parallèle la CRE refuse de couvrir les écarts induits au CRCP, contredisant ainsi le principe essentiel de couvrir les charges incertaines et non maîtrisables par les opérateurs, de surcroît dans un contexte de forte volatilité des prix des énergies.

Enfin, sur la présentation finale de la trajectoire des CNE, il est problématique que la CRE choisisse d'afficher comme référence le niveau des CNE 2022 inflaté pour tous les opérateurs, sans retraitement de certains postes majeurs décorrélés de l'inflation (ex : conversion H/B, achats d'énergie). En sachant de plus que pour la plupart des opérateurs, l'année 2023 inclut des recalages majeurs de coûts (contrats externes, rémunérations etc...), déjà constatés en grande partie en comptabilité. Ce choix d'affichage fausse l'interprétation des résultats par les parties prenantes externes qui n'ont pas la connaissance de tous ces paramètres et risque de biaiser les réponses obtenues par la CRE sur cette question et donc de pénaliser les opérateurs sur la période tarifaire à venir.

Concernant les charges de capital normatives, au-delà du débat méthodologique (cf. question 4), GRDF constate avec satisfaction que la CRE n'a pas suivi le rapport de l'auditeur en retenant notamment :

- un niveau de bêta de l'actif plus élevé, qui doit traduire l'accroissement des risques spécifiques du secteur
- des maturités plus longues pour la détermination du taux sans risque, en cohérence avec la durée de vie économique des actifs, à l'instar de la maturité retenue par la CRE pour l'estimation du taux sans risque

ce qui conduit la CRE à publier dans la consultation publique des fourchettes réhaussées.

En revanche, GRDF considère que les éléments présentés dans la consultation publique demeurent insuffisants pour se forger une opinion sur la pertinence des jeux de paramètres choisis pour déterminer les fourchettes de taux affichées, voire semblent incohérents. Ainsi, s'agissant de la prime de risque de marché, il semblerait que cette dernière baisse, ce qui serait en contradiction non seulement avec les récentes observations des marchés, mais également avec le fait que le taux sans risque retenu baisse également, alors même que dans ses précédentes décisions la CRE les a faits évoluer à l'inverse l'un de l'autre (baisse du taux sans risque / hausse de la prime de risque de marché), ce qui rejoint le principe du TMR constant en réel proposé par les opérateurs.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs**CFE-CGC Energies**

Vu de la CFE-CGC Énergies, l'écart en gains de productivité n'est pas duplicable à l'infini sans risquer l'avenir et l'efficacité supplémentaire demandée, sans accorder les moyens attendus, apparaît fortement discutable quand on sait que la réduction des effectifs de GRTgaz a débuté bien des années avant le niveau de référence retenu par la CRE pour l'ATRT8. Depuis déjà trois tarifs, les opérateurs se sont mobilisés pour réduire leurs charges et ont donc déjà réalisé des gains significatifs de productivité. Une large partie de ces gains de productivité ont d'ailleurs été réalisés et supportés par les salariés eux-mêmes.

Les opérateurs de réseaux de transport et leurs salariés ne peuvent donc continuer indéfiniment à produire de tels gains alors que dans le même temps la loi continue de leur imposer de nouvelles obligations réglementaires (prescriptions et attentes vis-à-vis des inspections, droit à l'injection, réduction drastique des fuites & émissions de méthane, préparation de l'avenir). L'environnement attend d'eux au contraire une réactivité plus forte donc des moyens plus conséquents.

Nous vous rappelons que les OPEX à venir doivent aussi continuer d'être couverts à 100 % comme le prévoit la loi. Donc vu de nous, si la loi induit de nouvelles obligations, les moyens supplémentaires et les OPEX induits sont légitimes et doivent intégralement être couverts. Le véritable enjeu ici est bel et bien de valider un niveau raisonnable d'OPEX de fonctionnement, intégrant l'inflation galopante depuis 2022 ainsi que toutes les nouvelles obligations liées à la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), sans quoi l'impact sur GRTgaz et son éco-système (partenaires, clients et salariés) sera préjudiciable et ralentira toute la filière.

Si l'on ajoute à ce constat le fait que le réseau régional de GRTgaz, qui lui n'a jamais été renouvelé et n'a jamais bénéficié de bonification incitative, est vieillissant, les OPEX nets d'exploitation de GRTgaz ne peuvent pas être "brutalement arbitrées" à la baisse sur la seule foi d'un audit. Chaque décision prise aujourd'hui induit forcément des conséquences futures et sur ce sujet, la CFE-CGC Énergies ne souscrit pas non plus aux ajustements proposés et retenus par le régulateur sur certains OPEX de maintenance. Vu de nous, des OPEX mesurés et en augmentation sont bien nécessaires pour éviter des investissements massifs demain qui conduiraient à alourdir inutilement les prochains tarifs et à pénaliser les clients.

Notre analyse est qu'il est plus réaliste d'accorder aux gestionnaires de réseaux de transport des moyens supplémentaires en ETP et en OPEX proportionnels à leurs obligations, pour accompagner la transition énergétique, pour disposer des moyens nécessaires pour répondre en délai et qualité aux sollicitations de la filière et mener à bien toutes les études R&D sur la pyrogazéification, la méthanation, la gazéification hydrothermale, le CO2 ou l'H2, tout en maintenant une réelle qualité de service et une vraie disponibilité de tous les ouvrages.

Au delà des charges nettes d'exploitation, ce sont clairement les salariés de GRTgaz qui sont visés par plusieurs arbitrages de votre auditeur. La CFE-CGC Énergies ne peut l'accepter, les salariés de GRTgaz ne peuvent en aucun cas devenir la variable d'ajustement budgétaire ; nous ne sommes donc pas favorables à l'arbitrage proposé ni au dispositif tel que présenté

car cela revient à réduire les moyens consacrés à la transition énergétique et mettrait en péril l'avenir des infrastructures de transport de gaz.

En synthèse, concernant ces charges d'exploitation (OPEX)

Pour la CFE-CGC Énergies, l'avenir des transporteurs repose à la fois sur des projets incontournables tels que la sécurité, l'engagement et l'exemplarité en matière de transition énergétique, mais aussi des projets obligatoires comme les gaz renouvelables en termes de R&D et l'adaptation des réseaux aux technologies numériques. Il n'est donc pas envisageable, ni souhaitable pour l'avenir du marché du gaz, ni pour les salariés engagés de l'entreprise, de ne pas avoir les moyens humains, techniques et financiers de répondre à ces quatre impératifs. Nous pensons que le prochain tarif ATRT8 doit couvrir tous ces besoins supplémentaires irresistibles.

La CFE-CGC Énergies considère que la régulation forfaitaire incitative sur les charges d'exploitation n'a donc de sens que si elle est compréhensible, reste proportionnée et repose sur des objectifs précis et atteignables en cohérence avec les moyens donnés aux transporteurs par les ressources tarifaires. A défaut, elle conduirait à des exigences excessives de productivité qui ne peuvent que conduire à une réduction des moyens, à des suppressions d'emplois et à une dégradation inévitable de la qualité de service aux clients. Une pression disproportionnée et excessive pourrait également conduire à revoir certains actes de maintenance et conduire à un espacement de ceux-ci mettant en cause à terme la pérennité et la sécurité des installations. En ce sens, le régulateur ne peut se dessaisir du sujet en le laissant à la seule charge des opérateurs de transport.

Au contraire, pour la CFE-CGC Énergies, toute élévation du niveau d'exigence doit conduire à donner davantage de moyens aux gestionnaires de réseau de transport tout en intégrant les facteurs externes non imputables aux gestionnaires. A défaut, les gains de productivité seraient alors imputables directement à la masse salariale donc aux effectifs de GRTgaz. La CFE-CGC Énergies ne pourrait cautionner un tel choix qui risquerait de faire supporter l'unique aspect de modération du prochain tarif aux seuls salarié(e)s.

Sans donner à l'opérateur de transport GRTgaz les moyens supplémentaires justes mais nécessaires à l'atteinte de l'ambition forte affichée par le gouvernement dans la prochaine PPE, le risque est important, selon la CFE-CGC Énergies, que les objectifs d'études, de raccordements, de services, de disponibilité et de fiabilité ne soient pas au rendez-vous, avec des conséquences qui toucheront alors l'ensemble des acteurs du transport de gaz et de la filière des gaz renouvelables. La hausse des obligations liées à la transition énergétique induit une charge supplémentaire réelle via de nouveaux schémas directeurs et des études qu'il convient au contraire de couvrir à leur juste niveau.

L'avenir du gaz et de son transport passe inéluctablement par le respect de l'environnement et du suivi des objectifs de la loi Energie-Climat. Sans la contribution franche et massive des opérateurs de transport, certains de ces objectifs ne pourront être atteints. Or ces dépenses seront profitables à l'ensemble de la société à long terme.

En tout état de cause, si la CFE-CGC Énergies ne remet pas en question le principe d'une régulation incitative, juste et raisonnable, sur les charges d'exploitation, le renforcement de celle-ci à hauteur des montants forfaitaires envisagés n'apparaît être ni proportionné, ni atteignable et peu respectueux de la réalité des projets nécessaires à l'atteinte des objectifs du secteur gazier en faveur d'une transition énergétique réussie couplée à un réseau de transport régional vieillissant.

1 particulier

Ni favorable, ni défavorable

Il est difficile de se prononcer de façon catégorique. Néanmoins, l'analyse de cohérence des demandes entre opérateurs effectuée est une démarche rationnelle en présence d'une asymétrie intrinsèque d'information.

Du reste, un monopole par définition a une tendance à l'inefficience selon la théorie économique (ce qui ne préjuge pas de la réalité effective de la gestion des opérateurs en cause). Un arbitrage des demandes doit néanmoins être bien orienté de façon à ne pas conduire l'opérateur à couper des budgets là où l'inefficacité n'est pas avérée, ce qui peut induire des conséquences fâcheuses en cascade en aval (en particulier s'agissant des frais de personnel).

Question 38 : Avez-vous des remarques concernant les souscriptions prévisionnelles envisagées par la CRE pour la période 2024-2027 ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Sans avis

UNIDEN

Sans avis

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ ne dispose d'aucun élément permettant de remettre en cause les souscriptions prévisionnelles 2024-2027. Toutefois l'UPRIGAZ souligne qu'une éventuelle résolution du conflit russo-ukrainien pourrait modifier une nouvelle fois les flux de gaz à travers l'Europe. En effet, certains contrats long terme d'approvisionnement en gaz russe ne sont que suspendus, et des accords politiques pourraient amener le retour de gaz russe sur les marchés européens. L'exercice tarifaire ATRT8 est conduit dans un environnement extrêmement instable et imprévisible.

France Gaz

Non

France Gaz ne se positionne pas concernant les souscriptions prévisionnelles envisagées par la CRE. Certaines hypothèses prises peuvent paraître optimistes, s'agissant par exemple du niveau de sortie à Obergailbach (capacité globalement peu souscrite). Pour autant, les effets de la reconfiguration des flux ouest-est, qui vont induire de nouveaux flux, sont encore délicats à anticiper précisément. En tout état de cause, il apparaît nécessaire de bien distinguer dans l'analyse l'évolution de la consommation d'une part et celle du besoin de capacité d'autre part, dans la mesure où ce dernier ne va pas baisser de manière homothétique par rapport à la consommation.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Sans avis

No comments.

EDF

Oui

Il est essentiel que les hypothèses retenues pour les souscriptions soient cohérentes avec celles retenues dans le cadre de la LPEC. A la connaissance d'EDF, la trajectoire de consommation dans le scénario S3 de l'ADEME est supérieure à celle envisagée dans le cadre de la préparation de la LPEC. Il est important que la trajectoire retenue par la CRE soit cohérente avec celle envisagée dans la LPEC, afin d'éviter de gonfler le CRCP et de reporter des charges sur la prochaine période tarifaire.

Eni S.p.A.

Oui

We notice for PIR Oltingue that CRE forecasts projected capacity subscriptions of 190 GWh/day/year, which is considerably lower than the average flow in GY 2022, and even more so if compared to the initially proposed number of 230 GWh/day/year during CRE's workshop n°2 on Gas Transmission Tariff Structure of 5 May 2023, which corresponds to the number of ATRT7. Therefore, we ask CRE to reassess the accuracy of this number which should likely be revised upwards.

ENGIE

Oui

ENGIE souligne qu'il est particulièrement difficile de prévoir les souscriptions sur la période tarifaire à venir. En effet l'évolution de la demande de pointe des consommateurs finaux français reste encore très incertaine et, d'autre part, les flux de gaz en sortie des points d'interconnexions sont susceptibles d'être élevés du fait de la reconfiguration "Ouest sup Est" des flux de gaz en Europe.

ENGIE considère qu'il est important de ne pas sous-estimer la baisse des souscriptions, ce qui aurait pour effet de limiter facialement la hausse du tarif unitaire mais entraînerait un accroissement important du CRCP dans le cas où les souscriptions seraient effectivement plus faibles que celles prévues par le régulateur.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Comme la CRE, TEEGF considèrent les hypothèses des GRT comme conservatrices.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Comme la CRE, TEGP considère les hypothèses des GRT comme conservatrices.

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

Enedis souligne la nécessaire cohérence entre les trajectoires retenues par la CRE et les orientations de politique énergétique fixées dans la Stratégie Française Energie et Climat.

GRTgaz**Oui**

Concernant l'amont, GRTgaz considère que les souscriptions prévisionnelles envisagées par la CRE pour la période 2024-2027 sont très élevées pour le PIR Dunkerque en entrée et le PIR Obergailbach en sortie.

Pour le PIR Dunkerque en entrée, la CRE envisage des souscriptions moyennes à hauteur de 550 GWh/j sur l'ensemble de la période ATRT8. Or, il s'agit du niveau de souscription de 2022, année exceptionnelle avec une utilisation maximale des points de sortie du réseau français et sans développement des capacités d'importation de GNL.

De plus, l'année 2023 a montré que le PIR Dunkerque était devenu le point de bouclage du bilan français, ce qui s'observe particulièrement en période de marché tendu. Ainsi, les flux au PIR Dunkerque sont passés sous les 300 GWh/j à plusieurs reprises en 2023 (lors de vagues de froid en Europe, comme cela a été observé en décembre 2022 et janvier 2023, et en période de maintenance sur les champs norvégiens, comme en mai et juin 2023). Ainsi, la souscription moyenne observée depuis début 2023 est d'environ 460 GWh/j (à mi-août 2023).

Enfin, l'utilisation du PIR Dunkerque sera d'autant moins forte que vont augmenter la production de gaz en France et les arrivées de GNL en France et en Europe. Il faut noter également que, sur cette période tarifaire, les prévisions de consommation de gaz en France en baisse ne permettent pas non plus d'envisager une augmentation des flux de gaz au niveau du PIR Dunkerque.

En conclusion, si au début de la guerre en Ukraine le PIR Dunkerque était en moyenne à 550 GWh/j, dans un marché en décroissance qui a développé de nouvelles sources d'approvisionnement, un niveau de souscription de 550 GWh/j en moyenne sur l'ensemble de la période ATRT8 ne semble pas réaliste. GRTgaz prévoit plutôt des souscriptions de l'ordre de 400 GWh/j en moyenne sur la période ATRT8.

Pour le PIR Obergailbach en sortie, au vu du contexte actuel où GRTgaz propose des capacités sur ce point qui ne sont pas achetées et des prévisions du marché sur les produits annuels CAL 24 et CAL 25 avec des spreads entre le PEG et THE très faibles (autour de 2 €/MWh), il nous semble plus réaliste de baisser les prévisions de souscription. Cela ne remet pas en cause l'intérêt de cette offre sur des pointes de froid ou des besoins.

En conclusion, un niveau moyen de souscription de 50 GWh/j pour la sortie PIR Obergailbach nous semble trop optimiste. Un niveau de 10 GWh/j nous paraît plus réaliste au regard des spreads actuels ; ces derniers peuvent évoluer, par exemple en cas de période de froid en Europe, mais ils représentent la meilleure vision du marché à date.

Concernant l'aval, GRTgaz ne partage pas la proposition de la CRE de rehausser les hypothèses de souscriptions en sortie de son réseau principal. GRTgaz confirme que les souscriptions aval correspondent en première approche à la pointe de consommation au risque 2% et qu'il convient, à ce titre, de prendre en compte deux éléments récents dont les impacts vont se faire ressentir sur la période ATRT8 :

- Les baisses de consommation consécutives à la guerre en Ukraine ;
- La mise à jour du référentiel climatique de GRTgaz (actualisation des T2%, températures au risque froid 2%) à compter de l'hiver 2023-24.

GRTgaz considère que la baisse des souscriptions aval induite par ces deux facteurs cumulés sur la période ATRT8 est justifiée. Cette tendance baissière s'inscrit d'ores et déjà dans les résultats à fin août 2023, en recul de l'ordre 100 GWh/j par rapport à 2022 et ce, en lien essentiellement avec un niveau de consommation aux PTD qui continue à chuter en 2023 comme en 2022.

GRDF

Non

GRDF n'a pas d'avis concernant les niveaux de souscription sur le réseau principal des GRT.

S'agissant des hypothèses sur le réseau secondaire, GRDF avait partagé ses hypothèses avec les transporteurs en amont de la construction des trajectoires des dossiers tarifaires. Modulo l'évolution pour les clients industriels directement raccordés au réseau de transport et l'impact du changement de référence climatique pour GRTgaz (avec un effet de lissage sur 3 ans par construction dans le calcul des souscriptions normalisées), les trajectoires affichées sont donc en cohérence avec celle envisagée avec GRDF sur son périmètre.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs**1 particulier**

Oui

Dans la mesure où ces trajectoires sont fondamentales pour calculer l'évolution tarifaire, une estimation trop pessimiste sera préjudiciable. La prise en compte d'un scénario médian, opposable et a priori valide objectivement, constitue en effet un compromis raisonnable.

STRUCTURE TARIFAIRE**Question 39 : Etes-vous favorable au maintien de la classification des services rendus par les GRT dans l'ATRT8 ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Favorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

Favorable

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable au maintien de la classification des services rendus par les GRT.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Favorable

SEFE MT is in favour of maintaining the classification of services provided by TSOs in the ATRT8.

EDF

Favorable

EDF est favorable au maintien de la classification proposée.

Eni S.p.A.

Favorable

ENGIE

Favorable

ENGIE considère que ce maintien est pertinent.

En effet, les services de Transport correspondent effectivement à des services sur le réseau principal pour un GRT, tandis que les services sur le réseau régional peuvent être apparentés à des services annexes à l'instar de la collecte de la compensation stockage.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question.

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable au maintien de cette classification, dans la mesure où aucune évolution notable de structure ou de périmètre de ces services n'est intervenue depuis 2020.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Favorable

Cette classification est pertinente dans la mesure où il s'agit notamment de fonder la distinction sur l'absence de subvention croisée en particulier.

Question 40 : Etes-vous favorable à la répartition des coûts du réseau principal, régional et de la compensation stockage envisagée par la CRE dans l'ATRT8 ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Ni favorable, ni défavorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Favorable

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable à la répartition des coûts du réseau principal, régional et de la compensation stockage envisagée par la CRE.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

EDF

Favorable

Chaque catégorie d'utilisateurs devant supporter les coûts qu'elle engendre, EDF partage l'avis de la CRE selon lequel les coûts doivent être répartis de manière à éviter toute subvention croisée. Si tel est le cas de la répartition envisagée par la CRE, EDF y est favorable.

Eni S.p.A.

Défavorable

Whereas Eni agrees with the principle of such distribution, we absolutely do not agree with how CRE determines flow scenarios for the main network and how it applies a unit costs per km to presumably avoid cross-subsidisation between domestic and transit users. We will elaborate on this further down in Questions 47 and 49.

ENGIE

Ni favorable, ni défavorable

Pas de remarque spécifique à formuler.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

L'évolution des flux en 2022 a montré l'importance des stockages y compris pour les transits. En conséquence il apparaît raisonnable que les transits soient traités pari pasu avec les autres flux pour ce qui concerne la compensation stockage.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

L'évolution des flux en 2022 a montré l'importance des stockages y compris pour les transits. En conséquence il apparaît raisonnable que les transits soient traités pari pasu avec les autres flux pour ce qui concerne la compensation stockage.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Ni favorable, ni défavorable

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

GRDF n'a pas d'avis précis sur cette question, mais il conviendra à terme pour les prochaines périodes tarifaires d'introduire le rôle des producteurs de biométhane dans la répartition des coûts, le réseau secondaire devenant progressivement également un réseau de transit pour les gaz verts via les rebours et le réseau principal servant à les remonter vers les sites de stockage.

La part de gaz verts reste suffisamment faible à date pour être négligée, mais une adaptation de la méthode sera peut-être utile après la période ATRT8.

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable à la répartition envisagée, qui reprend les mêmes principes que pour l'ATRT7.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Ni favorable, ni défavorable

On note une stabilité du ratio d'allocation de coûts entre réseau régional et national. La question de l'exclusion de la compensation stockage de l'allocation des points de sortie n'est pas justifiée et donc pose question. Cela pourrait être valide si les mécanismes alternatifs des pays adjacents pratiquent une même approche. Dans le cas contraire, cela pénaliserait le consommateur national.

Plus largement, cela met en lumière l'importance de normer ces approches à l'échelle européenne par des communications dédiées.

Question 41 : Etes-vous favorable au maintien de l'équilibre entre les coûts et les recettes affectables au réseau principal et au réseau régional dans l'ATRT8 ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Ni favorable, ni défavorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Favorable

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable au maintien de l'équilibre entre les coûts et les recettes affectables au réseau principal et au réseau régional.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

No opinion.

EDF

Favorable

EDF considère que chaque catégorie d'utilisateurs doit supporter les coûts qu'elle engendre. Ainsi, EDF est favorable à un équilibre entre les coûts et les recettes affectables au réseau principal et au réseau régional.

Eni S.p.A.

Favorable

ENGIE

Favorable

Le maintien de cet équilibre entre les deux types de réseau apparaît fondé.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Favorable

Compte tenu des résultats présentés, GRDF est favorable au maintien de l'équilibre entre les coûts et les recettes affectables au réseau principal et au réseau régional.

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable au maintien de l'équilibre entre les coûts et les recettes affectables au réseau principal et au réseau régional dans l'ATRT8, cette méthode étant représentative des charges des GRT.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Ni favorable, ni défavorable

La réponse à cette question est tributaire de la validité des allocations de coûts entre réseau national et régional, la question de l'équilibre entre charges et recettes ne faisant pas débat.

Question 42 : Etes-vous favorable au maintien du principe de tarification 100 % à la capacité pour l'ATRT8 ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

UNIDEN

Favorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Favorable

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable au maintien du principe de tarification 100 % à la capacité.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Favorable

SEFE MT is in favour of maintaining the principle of 100% capacity pricing for ATRT8.

EDF

Favorable

EDF est favorable à une tarification qui permet une bonne allocation des coûts c'est-à-dire que chaque catégorie d'utilisateurs du réseau supporte les coûts qu'ils engendrent. Il est également essentiel que le tarif soit non seulement simple et prévisible. EDF est donc favorable au maintien d'une tarification fondée à 100% sur les capacités.

Eni S.p.A.

Favorable

ENGIE

Favorable

Le maintien de ce principe est essentiel, dans un contexte où le taux d'utilisation d'une capacité souscrite est amené à diminuer progressivement au fur et à mesure de la décroissance des consommations.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF n'a pas d'objection au maintien de ce principe.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP n'a pas d'objection au maintien de ce principe.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Favorable

Favorable. GRDF observe que les coûts d'un opérateur de réseau sont très peu variables (i.e. très peu liés à la quantité effectivement transitée) et que cette tarification à la capacité répond dès lors au principe posé par le Code de l'Energie d'une juste couverture des coûts.

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable au maintien du principe de tarification 100 % à la capacité pour l'ATRT8.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Favorable

Le principe d'une tarification qui fait contribuer davantage ceux qui participent plus à la pointe de consommation est pertinent. Néanmoins, il n'y a pas de retour d'expérience de la période passée qui permet empiriquement de valider ce point du point de vue de l' « équilibre économique ».

Question 43 : Etes-vous favorable au maintien du système de tarification entrée-sortie pour l'ATRT8 ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Favorable

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable au maintien du système de tarification entrée-sortie.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Favorable

SEFE MT is in favour of maintaining the entry-exit pricing system for ATRT8.

EDF

Favorable

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

EDF est favorable au maintien du système de tarification entrée-sortie qui constitue un système simple, prévisible et pertinent économiquement.

Eni S.p.A.

Favorable

Yes, we believe an entry-exit pricing system is the only option compliant with the European regulations. However, the way CRE is determining flow scenarios (i.e. a point-to-point approach) to set the tariffs contradicts the concept of an entry-exit pricing system, given the fact that CRE itself states that network users can book their network entry and exit capacity separately and therefore transport gas between the points of their choice. We will elaborate on this further in Questions 47 and 48.

ENGIE

Favorable

ENGIE est pleinement favorable au maintien d'un tel système tarifaire

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable au maintien du système de tarification entrée-sortie pour l'ATRT8.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Favorable

Question 44 : Etes-vous favorable au maintien de l'harmonisation des termes tarifaires du réseau principal pour l'ATRT8 ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Favorable

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable au maintien de l'harmonisation des termes tarifaires du réseau principal.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Favorable

SEFE MT is in favour of maintaining the harmonisation of the tariff terms of the main network for the ATRT8.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

ENGIE partage la position de la CRE sur la nécessité d'une harmonisation des termes tarifaires du réseau principal.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Favorable

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable au maintien de l'harmonisation des termes tarifaires du réseau principal pour l'ATRT8, en cohérence avec l'existence d'une zone unique.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Favorable

Question 45 : Etes-vous favorable à la suppression du rabais de 100 % sur le tarif des PITS Nord Est et Atlantique à partir du 1er avril 2024 ?**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Favorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

Les raisons qui avaient justifié la mise en place d'un rabais de 100% sur le tarif des PITS Nord Est et Atlantique se sont estompées, même si elles n'ont pas totalement disparu. L'UPRIGAZ est favorable à la suppression de ce rabais.

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable à la suppression du rabais de 100 % sur le tarif des PITS Nord Est et Atlantique à partir du 1er avril 2024.

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

Favorable

EDF est favorable à cette suppression.

Ce rabais avait pour but d'améliorer l'appétence des expéditeurs pour les stockages les moins performants mais conduit mécaniquement à augmenter les termes tarifaires au PITTM et au PIR. La possibilité d'offrir à prix négatifs dans les enchères améliorerait également l'appétence des expéditeurs pour le stockage en cas de spreads saisonniers négatifs mais sans distordre les autres termes tarifaires. Cette solution déjà suggérée à plusieurs reprises paraît préférable car plus efficace.

Eni S.p.A.

Favorable

ENGIE

Favorable

ENGIE est favorable au maintien du rabais à 100% sur ces stockages dont l'attractivité nécessite d'être renforcée. Cela illustre le besoin d'investir pour améliorer la performance de ce groupement d'actifs de stockages.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Il est probable que les acteurs de marché lors de leur souscription de capacités de stockage aient anticipé le maintien de tout ou partie du rabais des PITS Nord Est et Atlantique.

Une sortie progressive de cette modalité pourrait être envisagée.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Il est probable que les acteurs de marché lors de leur souscription de capacités de stockage aient anticipé le maintien de tout ou partie du rabais des PITS Nord Est et Atlantique.

Une sortie progressive de cette modalité pourrait être envisagée.

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

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable à la suppression du rabais de 100 % sur le tarif des PITS Nord Est et Atlantique à partir du 1^{er} avril 2024, compte tenu du fait que les conditions de marché se sont améliorées et permettent maintenant d'assurer un remplissage adéquat des stockages. De plus, depuis 2022, à la suite de la délibération de la CRE, les opérateurs de stockages ont davantage de souplesse sur les dates de leurs enchères, et ont ainsi davantage d'opportunités de les organiser lorsque les spreads sont favorables. Par exemple, le produit Serene Atlantique pour 24/25 a pu être vendu en juillet-août 2023 à des prix de plus de 2 €/MWh. Le tarif non nul des PITS pour les produits lents n'est donc plus un frein à leur vente.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

ELENGY

Ni favorable, ni défavorable

Elengy ne se prononce pas sur la pertinence du rabais. Toutefois si celui-ci devait perdurer il serait souhaitable que la perte de recettes associées ne soit pas supportée par les seuls points « amont » du réseau mais plutôt par l'ensemble des utilisateurs du réseau comme cela est prévu pour le terme de compensation stockage, les deux sujets étant intimement liés.

Autres acteurs**1 particulier**

Favorable

Favorable à partir du moment où la cause dérogatoire qui avait justifié un rabais a disparu a priori.

Question 46 : Etes-vous favorable à la reconduction du ratio de recettes entrées/sorties de 34/66 pour l'ATRT8 ?**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Ni favorable, ni défavorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est favorable à la reconduction du ratio de recettes entrées/sorties de 34/66 pour l'ATRT8

France Gaz**Défavorable**

France Gaz est favorable à ce que le ratio entrées/sorties soit maintenu a minima à 36/66 pour l'ATRT8, voire à ce que le ratio en sortie soit augmenté.

En effet, dans le contexte de reconfiguration des flux gaziers européens, le GNL va être amené à jouer un rôle central pour le marché français. Il y a dès lors un enjeu fort à préserver l'attractivité du marché français par rapport aux voisins européens, ce qui passe notamment par le fait d'avoir des termes tarifaires d'entrée en ligne avec les benchmarks européens.

France Gaz invite donc la CRE à considérer toutes les options permettant de limiter la hausse des termes d'entrée, parmi lesquelles celle consistant à augmenter le ratio en sortie.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T****Ni favorable, ni défavorable**

No opinion.

EDF**Défavorable**

EDF constate que la proposition tarifaire de la CRE conduit à une forte hausse des termes tarifaires aux PITT et aux PIR. S'agissant du PITT, EDF comprend que seule l'Allemagne où un rabais de 40% est envisagé serait plus chère que la France (Belgique : 32 €/MWh/j/an ; Espagne : 108 €/MWh/j/an ; Pays-Bas : 94 €/MWh/j/an ; Allemagne 127,5 €/MWh/j/an en considérant un rabais de 40% ; Italie : 95 €/MWh/j). Le marché du GNL étant un marché très concurrentiel, il convient de s'assurer que le ratio retenu dans l'ATRT8 ne dégrade pas l'attractivité du marché français au niveau européen. En effet, cette perte d'attractivité se traduirait par une augmentation du prix du marché français et, dès lors, du coût du gaz payé par les consommateurs. Dans un but de sécurité d'approvisionnement, un ratio permettant d'assurer la compétitivité du marché français par rapport à l'Espagne ou aux Pays-Bas devrait être envisagé ; par exemple, un ratio 31/69 entraînerait un tarif d'entrée au PITT d'environ 106 €/MWh, encore assez élevé, mais plus proche du niveau tarifaire des pays limitrophes.

Eni S.p.A.**Ni favorable, ni défavorable****ENGIE****Favorable**

Le maintien de ce ratio apparaît fondé. ENGIE n'identifie pas d'élément tangible à ce jour qui justifierait de modifier ce ratio.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**GRDF****Ni favorable, ni défavorable**

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Favorable

GRTgaz est favorable à la reconduction du ratio de recettes entrées/sorties de 34/66 pour l'ATRT8.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

ELENGY

Ni favorable, ni défavorable

Elengy n'est pas opposé à la reconduction du ratio entrées/sorties, mais considère que le fonctionnement efficace du PEG serait favorisé par un poids plus faible des tarifs en entrée et donc de leur part dans le ratio

Autres acteurs

1 particulier

Ni favorable, ni défavorable

Si le principe de recettes moindres affectées aux points d'entrée s'entend au regard des importantes capacités de stockage françaises, il n'est pas possible de se prononcer sur la pertinence économique du ratio précis en l'absence de données.

Question 47 : Avez-vous des remarques concernant les scénarios de flux envisagés à ce stade par la CRE ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Sans avis

UNIDEN

Sans avis

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ souscrit à l'analyse de la CRE concernant les modifications de flux induites par la réduction des importations en provenance de Russie et l'augmentation significative des flux de GNL. Il reste néanmoins une interrogation sur la pérennité de ce scénario sur l'ensemble de la période de l'ATRT8. Dans le cas de modifications substantielles de ce régime d'importation, il nous semble important d'envisager une révision des scénarios qui sous-tendent l'exercice tarifaire.

*ENI, membre de l'UPRIGAZ, ne partage pas les réponses formulées aux questions 47, 48 et 49. Sa position sera précisée dans la réponse à la consultation qu'elle fera parvenir à la CRE sous son timbre.

France Gaz

Non

France Gaz ne formule pas d'observation particulière concernant les scénarios de flux envisagés par la CRE, qui paraissent globalement pertinents en ce qu'ils reflètent la reconfiguration des schémas de flux attendue sur la prochaine période tarifaire.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T****Non**

No comments.

EDF**Oui**

EDF comprend la volonté de la CRE d'adapter les scénarios de flux au contexte actuel et soutient cette évolution.

Eni S.p.A.**Oui**

Eni strongly disagrees with the flow scenarios methodology proposed by CRE. Even if the proposed methodology to calculate tariffs for the exit points (both domestic and cross-border) uses distance and capacity as the main drivers, it controversially:

- takes as a basis distances that are derived from predetermined flow scenarios using a point-to-point approach; and
- entails different approaches to determine the flow scenarios, and therefore the relevant distances, for cross-border and domestic exit-points.

Such distances have a particularly high impact for tariff calculation at exit points: in fact, according to the methodology once the entry tariffs have been separately determined as a first step, the calculation of exit tariffs consequently follows, with the imposition of the constraint that the "unitary cost per km" is always the same, meaning that the sum of entry and exit tariffs divided by the relevant distance (i.e the calculated distance taking into account the "coupled" entry and exit points along each relevant flow route) is the same for each type of network users, namely domestic or transit.

As for the specific features of the proposed methodology, we notice that different approaches are then used to determine the relevant distances for cross-border and domestic exit-points, notably:

- for cross-border exit points, the relevant distance is calculated point-to-point with criteria defined by CRE and with the exclusion of certain entry points: each cross-border exit point is therefore "coupled" with one or two entry points in order to calculate its distance which is then relevant for tariff calculation;
- in selecting the entry point(s) to be coupled to each cross-border exit point, the closest entry point is not always taken into consideration, as better detailed below, and the way the remaining entry points are selected (as resulting from Annex 6 to the consultation document) is not entirely transparent and justified;
- for domestic exit points, the relevant distance is calculated point-to-point from the closest entry point, without any exclusion.
- This results in a distortion in the difference between relevant distances for cross-border exit points and domestic exit points and consequently higher tariffs for cross-border exit points as compared to the domestic points: e.g. Oltingue exit tariff is about 3,6 times the domestic exit tariff.

Even if the consultation document hints that the flow scenarios consider the closest entry IP or PITTM as long as there is available capacity, with the exception of entry point Obergailbach for exit point Oltingue and the exception of entry point Virtualys for exit point Obergailbach, we notice in Annex 6 with the proposed flow scenarios that CRE is not always taking the closest entry point to determine distances for the cross-border exit points. The Winter scenario for exit point Oltingue takes the entry points Dunkerque and Pirineos, which results in a significant distance as compared to the domestic exit points. It is not clarified why CRE's flow scenarios consider two of the furthest entry points in the system for this specific exit point for the Winter, while we notice that Virtualys (which, considering the exclusion of the entry point Obergailbach, would be the closest entry point for the exit point Oltingue) is reserved exclusively for domestic exit points in the Winter. Similarly, for the Summer months, the entry point Virtualys is only used partially to calculate the distance for Oltingue, whereas the rest is allocated point-to-point to Dunkerque. The fact that for the exit point Oltingue the (second) closest entry point, Virtualys, is used only partially and limited to the Summer months to calculate the relevant distance, leads us to the conclusion that there is a sort of prioritisation/optimisation to the benefit of the domestic exit points in the allocation of the entry points to the

relevant exit points in the flow scenarios. Given the lack of transparency, we ask CRE to publish the detailed model behind the determination of the flow scenarios, which is fundamental to understand the methodology and how distances are calculated. The detailed model to calculate flow scenarios, besides explaining how the different points in the system are coupled together into the point-to-point scenarios, should also explain if this exercise is based on the forecasted contracted capacities or on the expected flows (as at present there is no transparency on this either).

Additionally, we do not agree with CRE's exclusion for Oltingue of entry point Obergailbach, which is the closest entry point, based on its own economic assessment that does not take into consideration the presence of a hub, future market dynamics, market spreads and shippers' logistic portfolios.

This point was also raised by ACER in its opinion to ATRT7. The context was different, because in ATRT7 the point-to-point calculation for Oltingue was from the entry point Dunkerque; however the conclusions remain relevant for the above-described issue to exclude the entry point Obergailbach for Oltingue (par. 53, p.13 Agency Report - analysis of the consultation document for France.pdf (europa.eu)):

"[...] the flow scenarios proposed for the intra-system flows are based on the distance to the closest entry point. CRE has clarified to the Agency that 'there is no clear economical reason to use one entry or another to supply domestic usage'. At the same time CRE has also clarified that the flow scenarios applied to cross-system flows are based on the 'costs of alternative routes'. It is not clear to the Agency how the criterion of identifying costs of competing routes is applied systematically to all points of the network, as this criterion does not seem applicable to domestic exits. In addition, it is not clear to the Agency whether the scenarios applied to cross-system and intra-system flows are both based on contracted capacity or on physical flows. Should the latter be the case, it is not clear how domestic exits and IP exits that are in the vicinity of each other could have such different associated distance values."

Considering the above, the exclusion of Obergailbach for the cross-border exit point Oltingue and not for the domestic exit points that are located close to Oltingue, demonstrates that there are no technical/physical justifications behind this choice and that this exclusion does not reflect the use of the transmission system. The latter is of utmost importance and was highlighted by ACER in the above-mentioned opinion. In fact, in the assessment of the flow scenarios the Agency stated the following (par. 47 on p.14): "

The Agency remarks that flow scenarios can be used to allocate investments to specific points of the network only in as much as this allocation reflects the use of the transmission system. The Agency therefore concludes that the approach proposed by CRE can only be compliant with the NC TAR in case the combination of points and the resulting distances applied to cross-system and intra system users as an input to the RPM reflects the use of the transmission system".

On the basis of this, the different treatment of exit points in relation to the use of the entry point Obergailbach is arbitrary and not justified.

Notwithstanding the aforementioned, as a general remark, we believe that calculating distances point-to-point with flow scenarios is not reasonable in an entry-exit system with the presence of a liquid hub, as it is the case for France and any other EU market. In fact, the concept of "transit routes" is no longer relevant today, as gas consumed domestically or exported to other markets can be traded, exchanged and/or sourced at the hub and might be coming from any of the entry points in the system. Thus, gas sold to the domestic market or exiting France can be fed by the hub and its origin can be from any sources depending on the price signal of the adjacent markets and/or LNG, which vary daily.

Eni believes that the above-described issues can be solved by applying the capacity weighted distance reference price methodology (CWD RPM), whereby distances are calculated for every exit (or entry) point as an average from all the entry (or exit) points in the network. However, if the French Regulator CRE decides to keep the existing point-to-point/flow scenarios approach in calculating distances, we consider the implementation of the following adjustments of utmost importance in order to partially address the above-described distortions:

in order to align the treatment of Oltingue cross-border exit point to the treatment of domestic exit points, remove the exclusion of the entry point Obergailbach to calculate distance for the exit point Oltingue, as such exclusion is based on purely theoretical assumptions, not supported by technical/physical evidences, and

determine the relevant flow scenarios by calculating distances for exit points prorating the capacities of their nearest entry points among both domestic and cross-border exit points.

Finally, the methodology to calculate the distances for the entry points, and subsequently their tariffs, is absent. From the consultation document it is not clear how their distances are calculated and whether a point-to-point/flow

scenario approach is used. We ask CRE to provide full transparency on the determination of distances for the entry points.

ENGIE

Oui

ENGIE estime que les schémas de flux proposés par la CRE sont pertinents, dans un contexte de forte augmentation des apports de GNL consécutifs à l'effondrement de flux de gaz venant de l'Est du fait de la perte du gaz russe.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Non.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Non.

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

Sans avis

GRDF n'a pas de remarque concernant les scénarios de flux envisagés par la CRE, dans la mesure ils prennent bien en compte les fortes évolutions faisant suite à la crise ukrainienne.

GRTgaz

Non

GRTgaz est favorable aux scénarios retenus par la CRE, qui permettent de prendre en compte les nouvelles routes du gaz en France découlant de la crise russe. En effet, le gaz arrive moins par les PIR Nord, et davantage par le Sud : les entrées Virtualys ont nettement diminué, et les entrées par Obergailbach ont disparu, compensées par des arrivées plus importantes au PIR Dunkerque et au PITTM de Dunkerque, mais également aux terminaux de Fos et Montoir ainsi qu'à Pirineos.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

ELENGY

Sans avis

Elengy ne comprend pas le calcul intégrant un transit depuis les terminaux vers l'Espagne qui n'a aucun sens concret et vient artificiellement réduire la distance de référence des transits. Elengy considère les exclusions définies pour le tarif ATRT7 toujours pertinentes. La maximisation de ce transit et donc de la sollicitation du réseau sera bien associée à un flux gaz important depuis la Norvège. Dans la mesure où l'Italie se dote de plusieurs terminaux additionnels pour la période ATRT8, il en sera de même pour la sortie vers la Suisse. Le seul point pouvant légitimement envisager un terminal comme source de transit est Obergailbach.

Autres acteurs**1 particulier**

Oui

L'amendement des scénarios de flux ATRT7 au regard de la crise russo-ukrainienne est pertinent au regard de l'émergence de nouveaux flux dans un sens qui n'était pas usuel en présence d'approvisionnement en gaz russe.

Question 48 : Avez-vous des remarques concernant la méthodologie de calcul des prix de référence envisagée à ce stade par la CRE ?**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Sans avis

UNIDEN

Sans avis

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

Non

*ENI, membre de l'UPRIGAZ, ne partage pas les réponses formulées aux questions 47, 4 8 et 4 9 . Sa position sera précisée dans la réponse à la consultation qu'elle fera parvenir à la CRE sous son timbre.

France Gaz

Non

France Gaz n'a pas de remarque à formuler concernant la méthodologie de calcul des prix de référence envisagée par la CRE.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Sans avis

No comments.

EDF

Oui

L'évolution des scénarios de flux, la baisse des souscriptions et la suppression du rabais de 10% aux PITTM conduit ce dernier à fortement augmenter et proportionnellement plus que les autres termes tarifaires. C'est pourquoi, comme indiqué lors de la question 46, afin de ne pas dégrader la capacité du marché français à attirer du GNL, il convient également de s'interroger sur le maintien d'un rabais conséquent au PITS lequel conduit mécaniquement à distordre les termes tarifaires au détriment des PIR et des PITTM. Des enchères stockage à prix négatifs amélioreraient l'appétence des expéditeurs pour les capacités de stockage sans avoir besoin de mettre des rabais aux PITS.

Eni S.p.A.

Oui

As highlighted in Question 47, we strongly disagree with the point-to-point methodology used, which leads to a distortion in the difference between relevant distances for cross-border exit points and domestic exit points, and to disproportionately high tariffs for cross-border exit points vs. domestic exit points.

The above mentioned two different approaches to calculate relevant distances, and therefore tariffs, for cross-border and domestic exit points also bring to paradoxical and not coherent results: indeed, when comparing the domestic exit points located near the cross-border exit point Oltingue and the exit point Oltingue itself, even though the two type of exit points are physically very close, their distance seems theoretically to be calculated using two different flow scenarios. A system in which two exit points located close to each other are subject to extremely

different distances, and hence tariffs, is not cost-reflective. Instead, cost-reflectivity is a primary principle set by the NC TAR (Art.7 (b)).

By calculating distances differently between cross-border and domestic exit points and setting much higher tariffs for the cross-border exit points than for the domestic exit points, the methodology allocates a disproportionate amount of system costs to the consumers of adjacent markets: therefore it discriminates the latter and at the same time it distorts cross-border trade, while another primary principle set by the NC TAR (Art.7 (e)) is not to distort cross-border trade.

In the case of Olingue exit point, the above-described distortions in the proposed tariff methodology - from which French consumers benefit - result in an increase of the logistic costs of transporting gas from Northern Europe to Italy, where the Olingue exit tariff represents already 50% (ca. 1,1 €/MWh) of the overall logistic costs in order to flow gas from the French hub to the Italian PSV. In this context it should also be highlighted that, since the outbreak of the war in Ukraine, with a view to diversifying Russian gas supplies, the flows exported from France to Italy (through Switzerland) have taken on an even more significant and strategic role for the Italian market.

Besides, CRE claims that the methodology is in line with the CWD RPM provided by the NC TAR, while this is not the case, as we had already highlighted in our responses to the consultations regarding ATRT7:

Art.8 allows national regulators to calculate the capacity weighted distances by grouping entry and exit points, where some entry points and some exit points can be combined in a relevant flow scenario;

As correctly cited by CRE, according to NC TAR Art.3 (20) a "flow scenario" means a combination of an entry point and an exit point which reflects the use of the transmission system according to likely supply and demand patterns and for which there is at least one pipeline route allowing to flow gas into the transmission network at that entry point and out of the transmission network at that exit point, irrespective of whether the capacity is contracted at that entry point and that exit point". However, the way CRE combines exit and entry points in the calculation of distances is not in line with such definition as it is not demonstrated that such combinations reflect "supply and demand patterns" (see also our reference to the ACER opinion on ATRT7 in Question 47 here above). In particular, this has to be demonstrated for exit points that are located close to each other (i.e. domestic exit points located close to cross-border exit points) and that are treated in a different way when defining their entry point/flow scenario. This means that the "supply and demand pattern" criteria is not met.

Furthermore, Art.26 (1) (a) (vi) of the NC TAR calls for a comparison of the proposed reference price methodology in case it differs from the CWD RPM. Considering the fact that CRE is using flow scenarios based on its own economic assumptions and hence not the standard CWD RPM as set out by NC TAR, such a comparison that is required by NC TAR is not present in the consultation documents.

Additionally, Eni would like to challenge the paragraph "Compliance with an entry-exit system" as it demonstrates the incoherence between an entry-exit system and the flow scenarios developed by the CRE. In particular, in the above-mentioned paragraph, CRE states that network users "can therefore transport gas from any entry point to any exit point" and that the "relevant flow scenarios are only taken into account by CRE to define the level of these tariffs". These two statements are highly incoherent because if a network user entering the system in a given entry point can potentially exit the system at any exit point in the network, it is hard to understand why the CRE wants to determine the tariffs for such exit points using a point-to-point approach, based on assumptions and expectations that, as it was the case in ATRT7, could be wrong and not reflecting market dynamics/shippers' portfolios. Eni believes that using the average distance from all entry points for each of the exit points of the network is a fairer and non-discriminatory way to calculate distances, as is the case in the Belgian and Italian tariff methodologies. As highlighted in Question 47, this is the only way in which a CWD RPM would fully reflect the presence of an entry-exit system. In case the point-to-point/flow scenario approach is maintained, we urge CRE to implement the adjustments to it as listed in Q47.

ENGIE

Sans avis

pas de remarque sur cette distance moyenne de 249 km.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Non.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Non.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Sans avis

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Non

GRTgaz n'a pas de remarques sur la méthodologie de calcul des prix de référence envisagée par la CRE.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs

1 particulier

Sans avis

Question 49 : Avez-vous des remarques concernant la cohérence des coûts unitaires pour les différentes routes de transit et pour l'alimentation des clients nationaux ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Sans avis

UNIDEN

Sans avis

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Non

*ENI, membre de l'UPRIGAZ, ne partage pas les réponses formulées aux questions 47, 48 et 49. Sa position sera précisée dans la réponse à la consultation qu'elle fera parvenir à la CRE sous son timbre.

France Gaz

Non

France Gaz n'a pas de remarque à formuler concernant la cohérence des coûts unitaires pour les différentes routes de transit et pour l'alimentation des clients nationaux, dans la mesure où les éléments retenus par la CRE permettent bien de traiter les différentes catégories d'utilisateurs de réseau.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Non

No comments.

EDF

Non

EDF n'a pas de remarque.

Eni S.p.A.

Oui

CRE refers to Art.5 of NC TAR that an assessment of the allocation of transmission services revenue must be performed in order to measure the degree of cross-subsidisation between intra-system (domestic consumption) and cross-system network use, based on the reference price calculation methodology considered. Eni believes that, as long as distances are calculated differently for each category of network users (cross-border vs domestic), the outcome of the calculation of the unit costs per km is not reliable as it does not compare similar parameters, and therefore it is in our view impossible to claim that such a system does not lead to cross-subsidisation.

ENGIE

Sans avis

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Non.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Non.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Sans avis

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Non

GRTgaz n'a pas de remarques sur la cohérence des coûts unitaires pour les différentes routes de transit et pour l'alimentation des clients nationaux.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs

1 particulier

Sans avis

Question 50 : Etes-vous favorable à la reconduction des principes de tarification du point de sortie Virtualys pour l'ATRT8 ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Ni favorable, ni défavorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable à la reconduction des principes de tarification du point de sortie Virtualys pour l'ATRT8.

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable à la reconduction des principes de tarification du point de sortie Virtualys, qui reflètent les conditions spécifiques d'utilisation de ce point dont le fonctionnement est étroitement lié au terminal de Dunkerque.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

EDF

Favorable

EDF est favorable à la reconduction des principes de tarification au point de sortie Virtualys qui permet de faire supporter les coûts de l'investissement aux utilisateurs de ce point de sortie.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

ENGIE est favorable à la reconduction des principes de Tarification du point de sortie Virtualys pour l'ATRT8 (sur la base du coût réel des travaux et du niveau de capacité total). Toute autre méthode ne permettrait pas que les coûts de l'interconnexion créée soient bien couverts par les utilisateurs et bénéficiaires de cette nouvelle capacité.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Favorable

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

GRTgaz est favorable à la reconduction des principes de tarification du point de sortie Virtualys pour l'ATRT8.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Ni favorable, ni défavorable

Question 51 : Etes-vous favorable à la position de la CRE concernant le niveau des multiplicateurs ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Ni favorable, ni défavorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ partage le souci de la CRE et des opérateurs de maximiser les réservations de long terme tout en facilitant les échanges de court terme et en assurant la liquidité du marché.

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable à la position de la CRE concernant le niveau des multiplicateurs et en particulier au fait de rester dans une fourchette comprise entre 1 et 1,5, qui a fait ses preuves.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

No comments.

EDF

Favorable

EDF est favorable au maintien du niveau des multiplicateurs.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Favorable

ENGIE partage la position de la CRE sur le maintien en l'état des niveaux des différents multiplicateurs applicables aux différents types de capacité selon leur maturité.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable au maintien des multiplicateurs actuels, comme proposé par la CRE. Ils permettent à la fois d'encourager les souscriptions annuelles, tout en maintenant un niveau tarifaire raisonnable pour le court terme, qui se répercute sur le prix du PEG et donc sur le client final.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Ni favorable, ni défavorable

Question 52 : Etes-vous favorable à la suppression des tarifs congestionnés ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

En cohérence avec notre réponse à la question précédente, l'UPRIGAZ est favorable aux souscriptions de long terme et par conséquent à la suppression des tarifs congestionnés.

France Gaz

Favorable

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

France Gaz est favorable à la suppression des tarifs congestionnés afin d'inciter à la souscription de capacités long-terme.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Défavorable

SEFE MT is not in favour of removing congested tariffs because they reflect a commercial reality of an IP.

EDF

Favorable

EDF est favorable à la suppression des tarifs congestionnés si celle-ci incite les acteurs à souscrire sur le long-terme.

Eni S.p.A.

Défavorable

Given the current market dynamics, Eni would prefer to keep the congestion tariffs.

ENGIE

Favorable

ENGIE est favorable à une telle suppression afin d'inciter les réservations de capacité à long terme.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable à la suppression du « tarif congestionné » pour les souscriptions aux PIR. Créé au temps de la liaison Nord-Sud, il avait du sens pour ne pas pénaliser les clients industriels du Sud de la France en cas de congestion. A présent, une fois les enchères annuelles passées, le tarif congestionné encourage les souscriptions à très court terme (quotidien et infra-quotidien) au détriment du trimestriel, puisque tous les produits sont au même prix. Cette règle a également pour effet de baisser le tarif des points les plus demandés (alors que les clients devraient être prêts à les payer plus cher), ce qui implique une perte de revenu pour les GRT, répercutée sur tous les clients de la TRF et en particulier les consommateurs finaux. Cette perte de revenu a déjà été observée pendant l'ATRT7 sur les sorties Pirineos et Oltingue.

GRTgaz tient à rappeler que le code réseau tarif ne prévoit pas ce type de modalité tarifaire pour la gestion des points congestionnés et qu'il existe par ailleurs des dispositifs prévus au niveau européen pour gérer les points congestionnés (par exemple, les capacités incrémentales pour décongestionner à moyen terme le point).

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs**1 particulier**

Ni favorable, ni défavorable

Question 53 : Avez-vous des remarques concernant la grille tarifaire illustrative présentée par la CRE ? En particulier, considérez-vous qu'il serait préférable de lisser la hausse envisagée en début de période tarifaire ?**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Oui

Avis favorable sur l'idée de lissage mais pas sur le montant envisagé

UNIDEN

Sans avis

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ n'a pas de remarque sur la grille tarifaire présentée par la CRE. L'UPRIGAZ pense préférable de lisser la hausse envisagée en début de période tarifaire.

France Gaz

Non

La grille tarifaire illustrative présentée par la CRE fait état d'une hausse importante des tarifs aux différents points du réseau. Cette hausse reflète l'évolution de la situation globale du marché du gaz, dans un contexte où les infrastructures existantes restent nécessaires dans leur dimensionnement actuel.

Face à de tels niveaux de hausse, il importe de préserver l'attractivité du marché français pour éviter des effets d'arbitrages défavorables au niveau européen. Les pistes permettant de limiter les hausses aux points d'entrée doivent être activées (cf réponse à la question 46).

La proposition de lisser la hausse en début de période tarifaire permettrait dans une certaine mesure de répondre à cet enjeu, mais elle aurait comme corollaire de reporter pour les années à venir de futures hausses relativement importantes, avec le risque de limiter l'intérêt des acteurs de marché pour de nouvelles souscriptions de long-terme. Pour cette raison, France Gaz est réservée quant à l'intérêt de ce lissage.

SPEGNN

Oui

Afin de limiter l'apparition de hausses brutales pour le consommateur, le SPEGNN partage, sous condition, le principe d'un lissage. En revanche, le SPEGNN considère que le lissage de la hausse envisagée en début de période tarifaire doit être mené avec une très grande prudence. En l'état actuel du plafonnement du coefficient k et étant donné les perspectives pour les consommations de gaz, il semble dangereux de lisser fortement la hausse envisagée sur la période tarifaire au risque de courir, année après année et période après période, après un solde de CRCP positif et en constante hausse. Un tel lissage, couplé à un plafonnement restrictif du coefficient k, conduirait à reporter trop longtemps et trop massivement des coûts sur des consommateurs futurs. Un lissage de la hausse ne peut donc s'envisager que s'il existe des mesures efficaces d'apurement du solde du CRCP (cf. Question 12). A défaut d'une augmentation importante du plafond du coefficient k comme nous le proposons à la question 12, il serait préférable d'envisager une marche initiale plutôt qu'un lissage.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T****Oui**

SEFE MT believes that the substantial increase in all the tariffs will have an impact on the attractiveness of the PEG market. It is preferable to smooth the sharp increase between 2023 and 2024 on the 4 years with a Xnational term different from 0%. As explained in question 10, SEFE MT believes that introducing an early view of tariffs over a rolling 4-year period could reduce the surprise effect.

EDF**Oui**

La proposition tarifaire de la CRE prévoit une forte hausse tarifaire. Cette hausse est en partie due aux dispositions de la CRE visant à augmenter le tarif à court terme afin d'éviter une hausse conséquente des coûts unitaires sur le long-terme. EDF salue ces dispositions.

Cependant, EDF constate que l'augmentation est, proportionnellement aux autres termes tarifaires, beaucoup plus importante pour le PITTM. Cette augmentation pourrait conduire la France à être plus cher que les pays voisins. Or, en raison de la forte concurrence existant sur ce marché, cette augmentation pourrait conduire les vendeurs de GNL à se détourner du marché français mettant ainsi en péril la sécurité d'approvisionnement de la France et augmentant le prix du marché français. Ainsi, EDF considère que le ration entrée/sortie et/ou le discount accordé aux PITS devraient être réinterrogés afin de ne pas dégrader l'attractivité du marché français. EDF tient également à souligner que la forte hausse des tarifs affectera particulièrement négativement les expéditeurs qui ont souscrit des capacités à long terme, car ils ne disposent d'aucun moyen pour atténuer l'impact de la hausse. Les contrats à long terme sont essentiels à la sécurité d'approvisionnement de la France, et cette forte augmentation pourrait dissuader les acteurs du marché d'y souscrire à l'avenir, créant un risque pour la sécurité d'approvisionnement et la stabilité des prix de la France.

Eni S.p.A.**Oui**

Eni is of the view that an x-factor of at least 4% should be considered to smooth out the tariffs from 2023 to 2024.

ENGIE**Oui**

ENGIE est favorable à un lissage de la hausse envisagée sur la durée de la prochaine période tarifaire pour limiter un « sursaut tarifaire » en 2024 trop important.

Remarques additionnelles :

- a) Concernant les PITTM en particulier, les terminaux de Montoir, Fos et Dunkerque sont souscrits à 100% (avec une augmentation de leur capacités). L'opérateur de transport dispose donc d'une forte visibilité sur les souscriptions au PITTM (également en hausse). Au regard de la hausse tarifaire envisagée par la CRE, il apparaîtrait raisonnable de remettre en cause la règle selon laquelle la capacité journalière ferme de regazéification prise en compte dans le calcul d'allocation des PITTM est supérieure à la capacité de déchargement annuelle moyenne journalière dans le terminal (actuellement 113.5%).
- b) Afin de favoriser les souscriptions pluriannuelles et ainsi augmenter la visibilité pour les opérateurs, il pourrait aussi être envisagé de mettre en place une réduction spécifique pour ce type de souscription.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Comme indiqué précédemment TEEGF n'est pas favorable à de telles hausse de tarifs.

Il est à noter que la hausse proposée sur les tarifs d'entrées aux PITTM est supérieure à celles pour les tarifs des autres entrées (PIR et PITS), ce qui, dans la mesure ou une telle mesure serait entérinée, nuirait à la compétitivité des importations de GNL en France et induirait in fine un renchérissement du prix du gaz au client final.

Il serait préférable d'aligner cette hausse sur l'augmentation minimale proposée sur les autres points d'entrées.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Si toutefois la CRE devait considérer de telles hausse, un lissage avec une hausse plus faible la première année serait certainement nécessaire et préférable.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Comme indiqué précédemment TEGP n'est pas favorable à de telles hausse de tarifs.

Il est à noter que la hausse proposée sur les tarifs d'entrées aux PITTM est supérieure à celles pour les tarifs des autres entrées (PIR et PITS), ce qui, dans la mesure ou une telle mesure serait entérinée, nuirait à la compétitivité des importations de GNL en France et induirait in fine un renchérissement du prix du gaz au client final.

Il serait préférable d'aligner cette hausse sur l'augmentation minimale proposée sur les autres points d'entrées.

Si toutefois la CRE devait considérer de telles hausse, un lissage avec une hausse plus faible la première année serait certainement nécessaire et préférable.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Sans avis

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Non

GRTgaz est favorable à la grille tarifaire présentée.

GRTgaz considère préférable de procéder à une « marche tarifaire » entre l'ATRT7 et l'ATRT8 permettant ensuite des évolutions tarifaires limitées en cours de période ATRT8. Si le lissage doit dans tous les cas être neutre économiquement, GRTgaz est favorable à des termes de lissage contenus afin d'atténuer au maximum les déséquilibres annuels entre charges et recettes.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs

1 particulier

Oui

Un lissage semble inévitable vu l'ampleur de la hausse en son absence. Néanmoins, un lissage qui accroîtrait l'ampleur de la hausse à terme n'est pas pertinent économiquement, d'autant dans un contexte d'inflation élevée.

Question 54 : Etes-vous favorable à la demande de Teréga sur l'évolution du rabais de la capacité interruptible en entrée au PIR Pirineos ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Ni favorable, ni défavorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable à la demande de Teréga.

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable à la demande de Teréga sur l'évolution du rabais de la capacité interruptible en entrée au PIR Pirineos qui reflète la probabilité effective que la capacité soit interrompue.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

No comments.

EDF

Favorable

EDF est favorable à la demande de Teréga sur l'évolution du rabais de la capacité interruptible en entrée au PIR Pirineos laquelle reflète le taux d'interruption observé.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF est plutôt favorable à cette évolution.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP est plutôt favorable à cette évolution.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Ni favorable, ni défavorable

GRTgaz ne voit pas d'objection à ce que le rabais sur la capacité interruptible en entrée à Pirineos passe de 50% à 25%.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Favorable

Dans la mesure où il s'agit de moduler la baisse de tarification en fonction du niveau d'interruptibilité, il ne serait pas cohérent de pénaliser Teréga par un rabais supérieur à la probabilité d'interruptibilité. Par ailleurs, un alignement des hypothèses par rapport au réalisé renforce la crédibilité et in fine l'adhésion à la régulation proposée par la CRE.

Question 55 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant la tarification des capacités interruptibles pour GRTgaz et Teréga ?**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Ni favorable, ni défavorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est favorable dans leurs principes aux orientations envisagées par la CRE concernant la tarification des capacités interruptibles.

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant la tarification des capacités interruptibles pour GRTgaz et Teréga.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Favorable

SEFE MT is in favour of the guidelines envisaged by the CRE concerning the pricing of interruptible capacities for GRTgaz and Teréga.

EDF

Favorable

EDF est favorable aux orientations de la CRE.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Aux vues des interruptions effectives en entrée aux PIR du réseau GRTgaz, le rabais de 50% semble trop important. TEEGF ne voit pas d'argument pour aller au-delà du rabais de 25% envisagé l'entrée Pirineos.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Toutefois, l'ajustement des rabais doit être mis en regard de l'incitation à souscrire des capacités fermes. En cas de situation de congestions, cela viendrait amoindrir la marge de manoeuvre des GRT pour les résorber.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Aux vues des interruptions effectives en entrée aux PIR du réseau GRTgaz, le rabais de 50% semble trop important. TEGP ne voit pas d'argument pour aller au-delà du rabais de 25% envisagé l'entrée Pirineos.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable à ces orientations, qui sont dans la continuité de l'offre actuelle côté GRTgaz.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Ni favorable, ni défavorable

Question 56 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant la tarification des capacités rebours pour GRTgaz ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Ni favorable, ni défavorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable à toute disposition qui encourage les flux rebours.

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant la tarification des capacités rebours pour GRTgaz.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Favorable

SEFE MT is in favour of the guidelines envisaged by the CRE concerning the pricing of reverse capacities called "Rebours" for GRTgaz.

EDF

Favorable

EDF est favorable aux orientations envisagées par la CRE.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable à ces orientations, qui sont dans la continuité de l'offre actuelle.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

1 particulier

Ni favorable, ni défavorable

Question 57 : Êtes-vous favorable aux tarifs d'utilisation de la capacité de rebours virtuel aux PITM envisagés par la CRE ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Ni favorable, ni défavorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

L'UPRIGAZ insiste sur le rôle des terminaux méthaniers pour assurer la sécurité d'approvisionnement et s'inquiète de toute disposition qui pourrait pénaliser les utilisateurs des terminaux méthaniers. Elle rappelle que les congestions que l'on a observées dans les réseaux au cours de l'hiver 2022-2023 se sont traduites par des forces majeures dans les terminaux avec l'impossibilité d'accueillir des cargaisons de GNL destinées au marché français. Les capacités d'émissions physiques des terminaux ne doivent pas être obérées.

France Gaz

Ni favorable, ni défavorable

De manière générale, il est délicat pour plusieurs membres de France Gaz de se positionner précisément sur cette question à ce stade et sans connaître encore les modalités précises du service de rebours virtuel qui pourrait être mis en oeuvre aux terminaux.

S'agissant spécifiquement du tarif d'utilisation de la capacité de rebours virtuel aux PITTM envisagé par la CRE, France Gaz est favorable à ce qu'il soit fixé au même niveau que l'entrée aux PITTM, afin de conserver une forme d'équité par rapport aux expéditeurs qui acheminent du GNL physique dans les terminaux.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Favorable

SEFE MT is in favour of the rates for using the virtual reverse capacity at the PITTM envisaged by the CRE.

EDF

Ni favorable, ni défavorable

Comme déjà énoncé et souligné par la CRE, la mise en place d'un service de liquéfaction virtuelle ne doit pas dégrader la qualité de service des terminaux vis-à-vis des expéditeurs et en particulier la flexibilité de modulation du send-out des shippers de long-terme du terminal. Le détail de cette offre n'est pas l'objet de cette consultation mais il semble ainsi difficile d'offrir un service de liquéfaction virtuelle sur base ferme, vu que ce service dépend de la possibilité de modifier le send-out des shippers du terminal et ne doit pas le contraindre.

Dans la proposition objet de la consultation, GRTGaz prévoit de proposer un service de transport associé de capacité rebours sur base ferme uniquement. Il serait bon de comprendre comment cela s'articulera avec le service de liquéfaction virtuelle proposé par le terminal.

Concernant le tarif, les souscripteurs du service envisagé se retrouveraient détenteur de GNL en stock sur le terminal sans avoir à supporter les risques de la chaîne de valeur (par exemple les risques industriels liés aux maintenances), contrairement à un souscripteur de long terme. De plus, ces souscripteurs ne renforceraient pas la sécurité d'approvisionnement de la France. Ainsi, il n'y a pas de raison de leur accorder un rabais aux PITTM

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Défavorable

ENGIE estime nécessaire de mener une étude approfondie relative à l'instauration d'un service de rebours virtuel aux PITTM. ENGIE considère cette étude comme un prérequis à une mise en œuvre du service virtuel projeté, afin de préciser les modalités opérationnelles et les conditions tarifaires de ce dernier et d'étudier son impact potentiel sur les autres produits commercialisés dans les terminaux et sur les expéditeurs les ayant souscrits.

S'il était mis en place à l'horizon 2024, comme proposé, ENGIE estime à l'instar de la CRE que ce service conduirait, *de facto*, à permettre à des acteurs n'acheminant pas de GNL en France d'en acquérir directement en cuve et de disposer des mêmes droits sur ces volumes que ceux les ayant déchargés, sans supporter les contraintes afférentes - ni les risques associés - à la négociation et à la livraison de ces volumes jusqu'au terminal. Dès lors, ENGIE considère que les revenus de ce service virtuel devraient être reversés aux expéditeurs permettant sa mise en place

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

grâce à leurs déchargements de GNL, au prorata des capacités de déchargement souscrites sur la période, par exemple via le CRCP.

Par ailleurs, ENGIE attire l'attention de la CRE sur l'importance d'intégrer, dans l'étude projetée, le cas du bioGNL, dont le développement devrait également pouvoir s'appuyer sur des produits de liquéfaction virtuelle dans les terminaux méthaniers, adossés à la valorisation de garanties d'origine de biométhane et/ou de certificats de durabilité équivalents.

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF n'est pas favorable à l'instauration d'un tel service qui peut déjà être mis en oeuvre entre acteurs commerciaux de marché et ne relève pas du champ des opérateurs d'infrastructures.

Les utilisateurs long-terme des terminaux de regazéification assurent la continuité des flux en entrée du réseau français et n'ont que des options très limitées pour contrôler le profil d'émissions. Ils portent par ailleurs la charge des coûts de la chaîne LNG (liquéfaction, transport et regazéification) et également ceux des activités non-régulées small scale. La mise en place de capacité de rebours virtuel permettrait à des acteurs de bénéficier d'un approvisionnement régulier dont ils n'assurent pas la charge. Cela introduirait donc une discrimination entre les acteurs au détriment de ceux assurant les flux à l'importation.

Il est illégitime qu'un opérateur d'infrastructure capte un bénéfice d'un flux d'importation de GNL dont il n'a ni la charge ni la propriété.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP n'est pas favorable à l'instauration d'un tel service qui peut déjà être mis en oeuvre entre acteurs commerciaux de marché et ne relève pas du champ des opérateurs d'infrastructures.

Les utilisateurs long-terme des terminaux de regazéification assurent la continuité des flux en entrée du réseau français et n'ont que des options très limitées pour contrôler le profil d'émissions. Ils portent par ailleurs la charge des coûts de la chaîne LNG (liquéfaction, transport et regazéification) et également ceux des activités non-régulées small scale. La mise en place de capacité de rebours virtuel permettrait à des acteurs de bénéficier d'un approvisionnement régulier dont ils n'assurent pas la charge. Cela introduirait donc une discrimination entre les acteurs au détriment de ceux assurant les flux à l'importation.

Il est illégitime qu'un opérateur d'infrastructure capte un bénéfice d'un flux d'importation de GNL dont il n'a ni la charge ni la propriété.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Ni favorable, ni défavorable

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Favorable

En préambule, GRTgaz indique que les éléments de description de l'offre de rebours aux PITTM sont à adapter par rapport à ce qui est décrit dans la consultation. En effet, Elengy a fait part en Concertation GNL du 30/06/2023 d'une évolution du service de liquéfaction virtuelle qu'elle envisage, notamment : le service serait désormais proposé à échéance hebdomadaire, pour les 7 jours suivants. Il pourrait néanmoins être interrompu jusqu'en intra-J, pour des raisons liées à l'offre du terminal ou du réseau de transport, et resterait facturé à l'usage.

Dans ce cas, GRTgaz propose de rester sur le principe d'une offre de rebours aux PITTM sans souscription préalable de capacités, toujours en cohérence avec l'offre du terminal, et avec allocation ex post de capacités quotidiennes au niveau du flux rebours réalisé.

En revanche, le critère de prise en compte des congestions sur le réseau de transport doit être adapté, car le service de liquéfaction du terminal aura été proposé avant que ne soit connu l'état de congestion du réseau. Par conséquent, GRTgaz propose que le service du terminal soit interrompu en J-1 à 14h si un risque de congestion est identifié pour le jour J, mais ne soit plus interrompu si une congestion apparaît par la suite pour le jour J. Ce critère est déjà utilisé pour déterminer la disponibilité des capacités en d'autres points du réseau : capacités interruptibles aux PIR affermées en J-1, capacités fermes de sortie vers l'Allemagne. Ce mode de gestion est proposé pour les raisons suivantes :

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

- Il offre de la visibilité aux expéditeurs qui ont besoin de gérer une chaîne logistique en aval du rebours (stock en cuve, chargement de camions ou micro-méthaniers...);
- Il évite les complications opérationnelles qu'impliquerait la mise en œuvre d'une interruption du rebours en intra-J;
- Les volumes en jeu sont très faibles, l'impact sur une éventuelle congestion qui apparaîtrait après J-1 à 14h l'est donc également.

GRTgaz confirme par ailleurs que cette offre de rebours aux PITTM viendrait en remplacement de l'offre existante aux PITTM de Fos et Montoir (même si au niveau de ces terminaux deux types de rebours coexistent : « rebours technique » existant, et liquéfaction virtuelle), et serait étendue à l'ensemble des PITTM.

GRTgaz précise que cette offre ne pourra être mise en place que pour le 1^{er} avril 2025 au plus tôt, compte tenu des développements SI nécessaires, et des modalités de fonctionnement du service des terminaux qui restent à préciser pour pouvoir lancer ces développements.

Concernant la tarification du rebours aux PITTM, GRTgaz est favorable à la péréquation du tarif, et juge souhaitable que le tarif des capacités de sortie aux PITTM soit fixé au même niveau que le tarif d'entrée, soit 119,70 €/MWh/j/an selon la prévision du tarif 2024 de la grille tarifaire illustrative de la consultation (§5.2.2.2.5). Cela permettrait que le coût de transport soit identique pour un expéditeur utilisant le rebours et pour un expéditeur apportant du gaz dans le terminal par déchargement physique de GNL (pour mémoire, cet expéditeur se voit allouer de la capacité en entrée au PITTM en fonction de la capacité de déchargement qu'il souscrit au terminal, que le GNL soit regazéifié et émis sur le réseau ou rechargé sous forme liquide). L'application d'un rabais de 80% créerait une importante distorsion entre les deux modes d'accès au terminal, en défaveur des expéditeurs contribuant réellement à l'approvisionnement en GNL de la France.

Le tarif proposé serait ainsi également cohérent avec le tarif de sortie du réseau principal (122,71 €/MWh/j/an selon la prévision du tarif 2024 de la grille tarifaire illustrative de la consultation), et donnerait un même coût de livraison du gaz vers un terminal méthanier ou vers un consommateur industriel de NTR 0.

Il est à noter que dans sa précédente proposition à la CRE sur l'offre de rebours (en date de septembre 2022), GRTgaz avait évoqué la possibilité, en alternative à une tarification identique des entrées et sorties PITTM, de s'inspirer de la méthode CWD mise en œuvre par la CRE pour l'ATRT7 afin d'estimer le niveau de tarif de sortie PITTM. En application de cette méthode, le tarif de sortie PITTM avait pu être estimé à environ 380 €/MWh/j/an, soit un niveau bien supérieur à celui proposé ici.

GRTgaz considère par ailleurs que l'application d'un rabais par rapport au terme d'entrée ne se justifie pas. Le rabais appliqué aux capacités rebours des PIR traduit le risque d'interruptibilité des capacités souscrites. Or, la disponibilité du service de liquéfaction aux PITTM n'est pas soumise, comme dans le cas des capacités rebours aux PIR, aux nominations dans le sens principal du point, sur lesquelles il n'existe aucune visibilité avant la veille, et toujours des incertitudes en intra-J. Dans le cas de l'offre de rebours aux PITTM, les capacités étant allouées ex-post, seules les capacités effectivement disponibles sont facturées.

De plus, dans le cas du PITTM de Dunkerque GNL, GRTgaz identifie le risque, si le tarif de la capacité rebours est faible, d'un chemin préférentiel de la TRF vers la Belgique en passant par le terminal de Dunkerque, au détriment de l'utilisation des capacités de sortie du PIR Virtualys. Ainsi, GRTgaz recommande dans tous les cas que le tarif des capacités rebours aux PITTM soit supérieur à celui des capacités de sortie de Virtualys, soit 48,46 €/MWh/j/an selon la prévision du tarif au 1^{er} octobre 2024 de la grille tarifaire illustrative de la consultation (§5.2.2.2.5).

Pour finir, GRTgaz préconise qu'il n'y ait pas de multiplicateur tarifaire appliqué au tarif de rebours aux PITTM, par cohérence avec le tarif d'entrée.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

ELENGY

Favorable

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Elengy est favorable à une tarification des rebours PITTM avec un rabais à caler sur le sens physique sur le sens principal, sur le même modèle que celui des PIRs au flux physique unidirectionnel, les situations étant identiques. Même si leur facturation est à l'usage et non à la réservation, cela reste une capacité à très faible valeur optionnelle du fait de sa forte sensibilité aux actions des acteurs dans le sens physiques et aux contraintes des terminaux.

Autres acteurs

1 particulier

Ni favorable, ni défavorable

L'arbitrage entre les deux méthodes proposées doit se faire à l'aune de l'incitation souhaitée. Pour accroître la flexibilité, un rabais est souhaitable. Du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, à première vue dans le contexte actuel, il peut en être autrement.

La question est de savoir de quel côté le compromis doit pencher au regard de la conjoncture et des exigences de la période à venir.

Question 58 : Partagez-vous la position de la CRE concernant le maintien des principes de tarification du réseau régional ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Oui

UNIDEN

Oui

L'UNIDEN est favorable au maintien des principes de tarification du réseau régional, néanmoins la CRE se doit d'être vigilante aux effets induits par le système du NTR qui n'avait été que partiellement réformé pour l'ATRT7 via un plafonnement, afin garantir l'égalité de traitement de tous les consommateurs.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ y est favorable.

France Gaz

Oui

France Gaz est favorable au maintien des principes de tarification du réseau régional.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Sans avis

No comments.

EDF

Oui

EDF est favorable au maintien des principes de tarification actuellement en vigueur sur le réseau régional.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Oui

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Oui

GRDF est favorable au maintien des principes de tarification du réseau régional, tant que la part des gaz verts n'atteint pas encore un seuil suffisant qui justifie de faire évoluer la méthode pour y intégrer la quote-part des coûts engendrés par les producteurs et leur capacité d'injection.

GRTgaz

Oui

GRTgaz est favorable au maintien des principes de tarification du réseau régional.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs

1 particulier

Oui

Une tarification proportionnelle à l'échelle régionale permet en effet de refléter dans la facture les deux variables notamment en présence : la capacité et la distance. Il n'est pas imaginable à date de mettre en place une tarification progressive vis-à-vis de la capacité dans la mesure où les marges de manœuvre des industriels notamment peuvent être réduites, même si cela irait dans le sens de l'incitation à la sobriété.

Du reste, cela revient à un compromis entre décarbonation et compétitivité du tissu industriel notamment.

Question 59 : Partagez-vous la position de la CRE concernant les coefficients pour les capacités infra-annuelles ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Oui

UNIDEN

Oui

L'UNIDEN est favorable au maintien des coefficients pour les capacités infra-annuelles.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable à la reconduction des coefficients retenus dans l'ATRT7.

France Gaz

Oui

France Gaz est favorable à la reconduction des coefficients pour les capacités infra-annuelles actuellement en vigueur.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Sans avis

No comments.

EDF

Oui

EDF est favorable au maintien des coefficients en vigueur.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Oui

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Oui

GRDF partage la position de la CRE concernant le maintien des coefficients pour les capacités infra-annuelles, communes avec celles applicables aux clients à souscription raccordés sur le réseau de GRDF.

GRTgaz

Oui

GRTgaz est favorable à ces coefficients. Il s'agit en effet de garder une incitation pour que les expéditeurs souscrivent des capacités long terme, tout en gardant un tarif court terme qui soit compétitif et qui ait un impact modéré sur le prix du PEG, dans l'intérêt du consommateur final.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs

1 particulier

Sans avis

Question 60 : Partagez-vous la position de la CRE concernant la tarification des pénalités de dépassement ?**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Non

Dans l'ATRT 7 les règles de pénalité pour dépassement de capacité sont certes de 3%. Cependant les règles sont différentes sur le réseau de distribution où la pénalisation intervient à partir de 5% de dépassement de capacité. Il nous semblerait pertinent d'harmoniser le dépassement de capacité Transport sur le dépassement distribution, c'est-à-dire de porter la limite de 3 à 5%

UNIDEN

Non

Malgré une baisse des pénalités de dépassement au passage au tarif ATRT7 avec la disparition de la tranche de pénalité à un taux de 40 fois la souscription journalière, l'UNIDEN considère que la pénalité à hauteur de 20 fois la souscription journalière est toujours trop élevée.

Ce niveau est problématique notamment dans le cas de souscription de « secours » d'une chaudière biomasse, qui ne seraient contractualisées que sur des périodes infra-annuelles et en cas de casse de l'actif (et donc rebond momentané de la consommation de gaz).

Avec le niveau de pénalité actuel, le risque financier peut s'avérer très important en cas de délai entre la survenue de la casse et la souscription de capacité infra-annuelle et ainsi obliger un site équipé d'une chaudière biomasse à souscrire cette capacité de secours toute l'année.

Ainsi, baisser ce coefficient de pénalités de dépassement réduirait le risque que prennent des sites souhaitant déployer un actif de production de chaleur décarbonée en remplacement du gaz. Cela pourrait leur permettre de ne pas contractualiser cette capacité de secours à l'année et ainsi favoriserait de nouveaux projets de décarbonation de la chaleur.

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est favorable à la reconduction des pénalités retenues dans l'ATRT7.

France Gaz

Oui

France Gaz est favorable à la reconduction des principes de tarification des pénalités de dépassement.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Sans avis

No comments.

EDF

Non

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

EDF considère que les pénalités envisagées sont disproportionnées. Une pénalité égale à deux fois le prix de la souscription serait, du point de vue d'EDF, suffisamment incitative.

Par ailleurs, EDF note que la souscription des capacités en infrajournalier n'est possible qu'à 14h J, alors que des tensions sur l'équilibre offre-demande sur le système électrique peuvent survenir avant cette heure. L'augmentation des pénalités augmenterait significativement le coût de la flexibilité offerts par les SFM. Si de tels niveaux de pénalités devaient être mis en œuvre, il semble indispensable, en contrepartie, d'offrir une plus grande flexibilité dans la souscription des capacités aval infrajournalier, c'est-à-dire que des achats complémentaires devraient être possible après 14h.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Oui

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF est favorable à la reconduction des principes antérieurs.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP est favorable à la reconduction des principes antérieurs.

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

Sans avis

GRDF n'a pas d'avis sur cette question

GRTgaz

Oui

GRTgaz est favorable à la reconduction des principes de tarification des pénalités de dépassement sur la période ATRT8.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

ELENGY

Sans avis

Elengy ne se prononce pas.

Elengy rappelle que ces mécanismes ne doivent pas s'appliquer au PITTM dont les souscriptions sont automatiques avec une flexibilité payante intégrée de 13,5%.

Autres acteurs**1 particulier**

Sans avis

Question 61 : Etes-vous favorable au maintien du principe d'un timbre d'injection et à son extension aux installations de productions de gaz renouvelable et bas-carbone ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

UNIDEN

Favorable

L'UNIDEN est favorable au maintien du principe d'un timbre d'injection et à son extension aux installations de productions de gaz renouvelable et bas-carbone. Ainsi, les coûts d'investissement importants liés au développement de l'injection des gaz renouvelables et bas carbone seront fléchés de manière adéquate et ne feront pas peser une contrainte supplémentaire de manière indifférenciée sur tous les consommateurs.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est favorable au maintien du principe d'un timbre d'injection pour biométhane et à son extension à tous les gaz bas-carbone.

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable au maintien du principe d'un timbre d'injection. Son extension aux installations de production de gaz renouvelable et bas-carbone est cohérente compte tenu de l'évolution attendue du mix de production de gaz en France.

AAMF

Favorable

SPEGNN

Favorable

Le SPEGNN est favorable au maintien du principe d'un timbre d'injection. Le SPEGNN considère néanmoins qu'il serait préférable de s'orienter vers une simplification du timbre d'injection en favorisant un mécanisme plus universel et péréqué.

Par ailleurs, nous nous interrogeons sur son application dans le cas d'investissements sur un réseau au titre du droit à l'injection (bouclage, renforcement de réseau, création de rebours) et consécutifs à une baisse de la consommation globale du réseau en deçà du volume de biométhane injecté sur celui-ci.

En effet, l'application actuelle du timbre d'injection ne prend pas en compte ce cas de figure.

Ainsi, les unités de production de biométhane dont les raccordements n'impliquent pas d'investissements sur le réseau pour élargir la zone de consommation de ce gaz vert, ne payent pas de timbre d'injection. Dans ce cas de figure, si un rebours devait être construit après coup suite à une baisse de consommation, ces producteurs se verraient-ils appliquer le niveau du timbre d'injection associé ? Au risque de mettre en difficulté leurs santés financières, du fait d'une charge non prévue dans leurs business plan ?

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

No comments.

EDF

Défavorable

Il est essentiel que les producteurs soient incités à optimiser leur localisation au regard des renforcements nécessaires pour le réseau.

EDF pense que l'instrument le plus efficace est la mise en œuvre de cette incitation au moment du raccordement afin qu'elle soit directement intégrée dans le coût et dans le choix de localisation lors de l'installation des producteurs. Une telle mesure doit s'appliquer à toutes les installations, y compris celles de biométhane.

Si le choix est confirmé de plutôt maintenir un timbre d'injection, EDF soutient qu'il doit s'appliquer à toutes les installations, y compris celles de biométhane.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

ENGIE est favorable au principe d'un timbre d'injection pour les installations de production de gaz renouvelable ou bas-carbone.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

TEGP partage l'analyse de Terega sur ce point.

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

Favorable

GRDF juge en effet pertinente la prise en charge d'une partie des coûts des opérateurs par tous les producteurs de gaz verts (quel que soit le type d'installation), en tant qu'utilisateurs des réseaux. Le timbre doit y répondre, en respectant les mêmes principes de couverture des coûts que ceux appliqués aux clients finals.

Par ailleurs, GRDF n'est pas favorable au maintien de la différenciation selon le niveau de timbre qui fait perdurer une iniquité majeure de traitement entre les producteurs (cf. question suivante).

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable à un traitement tarifaire identique entre les différents types de biométhane et les gaz bas carbone qu'ils soient issus de méthanisation ou d'autres technologies.

GRTgaz estime nécessaires des adaptations de la forme actuelle du timbre d'injection, comme explicité dans la réponse à la question 62.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

ELENGY

Favorable

Autres acteurs

Biogaz Tch

Favorable

1 particulier

Favorable

Le principe est cohérent. Néanmoins, la déclinaison opérationnelle pose question au regard de la faiblesse des recettes réalisés par rapport au prévisionnel.

La question d'une subvention croisée entre producteurs et consommateurs pourra se poser si une telle tendance devait se confirmer.

Il faudra veiller à ce que le bon niveau de timbre soit effectivement attribué d'une part, et d'autre part veiller à ce que la structure du timbre reflète pertinemment l'ampleur des coûts engagés. Dans un contexte de forte inflation, il n'est ni pertinent économiquement, ni juste, de faire porter par la collectivité une charge disproportionnée, même si elle doit y participer, mais à sa juste part et sans subvention croisée en faveur des producteurs de gaz bas carbone (qui peuvent bénéficier de dispositions de réfaction par ailleurs dans certains tarifs).

Question 62 : Etes-vous favorable aux principes, paramètres de construction et niveaux du timbre d'injection envisagés par la CRE pour l'ATRT8 ? Etes-vous favorable à l'élargissement du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection ? Avez-vous d'autres suggestions concernant ce périmètre de charges et la forme à donner au timbre d'injection ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

UNIDEN

Favorable

L'UNIDEN est favorable aux principes, paramètres de construction et niveaux du timbre d'injection envisagés par la CRE pour l'ATRT8 ainsi qu'à l'élargissement du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection.

En effet, l'ensemble des charges – directes et indirectes – induites par l'injection de gaz renouvelables et bas carbonés doit être inclus dans le timbre d'injection.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ est attachée au principe que la tarification doit refléter les coûts. Toutefois, ce principe peut souffrir quelques exceptions pour une filière qui participe au verdissement du mix et qui n'a pas encore atteint sa pleine maturité. Par ailleurs, l'UPRIGAZ est attaché à des solutions les moins complexes possibles. Dans cet esprit, l'UPRIGAZ privilégie une tarification basée sur la capacité installée plutôt que sur les quantités injectées.

France Gaz

Défavorable

De manière générale, France Gaz est vigilante à ce que les principes de tarification mis en oeuvre ne conduisent pas à freiner le développement des filières de production de gaz renouvelable et bas-carbone.

France Gaz observe que le cadre réglementaire en vigueur intègre déjà des signaux économiques à la localisation des incitations de production. Il n'apparaît pas nécessaire de les renforcer davantage, a fortiori dans des proportions telles que celles ressortant de la proposition de la CRE. En particulier, la hausse envisagée pour les producteurs en zone 3 apparaît trop importante et aurait pour effet de dégrader l'équilibre économique des

porteurs de projets, au risque de freiner le développement de ces filières.

Sous réserve de la prise en compte de ce point, France Gaz est favorable au principe d'élargissement de l'assiette des charges à couvrir. France Gaz est également favorable à l'introduction d'un terme capacitaire.

France gaz renouvelables

Défavorable

Cette consultation envisage d'augmenter significativement le timbre d'injection biométhane (évolution projetée du « timbre 3 » de 0,7 €/MWh à 1,8 €/MWh).

Si elle se concrétisait, cette évolution impacterait directement l'ensemble des sites de production de biométhane actuellement concernés par le paiement de ce timbre ainsi que tous les futurs sites émergeant dans des zones où des renforcements de réseaux sont nécessaires. Cette charge n'a pas été prise en compte dans le business plan du projet mis en service. Ceci serait un contre-signal fort pour une filière dont les conditions de développement viennent juste d'être rendues à nouveau attractives avec la récente révision des tarifs de rachat.

1/Augmenter le timbre envoie un signal contraire à tous les récents ajustements des dispositifs de soutien des gaz renouvelables et plus généralement aux orientations actuellement discutées de la future politique énergétique française

Après plusieurs années de stagnation depuis le réajustement à la baisse fin 2020 des dispositifs de soutien, la filière des gaz renouvelables est sur le point de retrouver une dynamique positive avec la récente publication d'un cadre de soutien nettement plus favorable. En cohérence avec cette orientation, les documents récemment publiés par les pouvoirs publics dans le cadre de consultations préalables à la définition d'une nouvelle PPE, convergent sur l'objectif de rehausser l'ambition de production de gaz renouvelables à l'horizon 2030. Prévoir d'accroître les charges des projets de production de gaz renouvelables est donc contraire à cette ambition (NB : l'impact pour une unité en fonctionnement de 20 GWh est estimé à 20.000€/an) . Cela poserait d'évidentes difficultés de lisibilité et entraînerait une légitime contestation de la part de la filière.

2/ Le timbre n'a pas d'effet opérationnel sur la localisation des projets

Le timbre proposé accroît les charges des producteurs sans envoyer de signal à la localisation opérant aux porteurs de projet : Les porteurs de projet choisissent la localisation de leur projet sur la base du foncier dont ils disposent et du gisement qu'ils exploitent. Les tarifs de soutien sont indépendants du niveau de timbre, rehausser le niveau du timbre 3 est donc uniquement une pénalité pour un projet qui n'a d'autre choix que de s'implanter dans une zone où un renforcement est nécessaire.

3/ Le principe même de faire porter aux producteurs des coûts associés aux renforcements de réseaux n'est pas dans l'esprit du droit à l'injection

Le droit à l'injection a consacré le principe d'une socialisation des coûts associés aux renforcements de réseau en encadrant cette socialisation par un critère technico-économique. Ce dispositif est pleinement opérant et a permis depuis 2020 l'adaptation progressive des réseaux par des investissements des opérateurs qui restent modérés au regard des enjeux de la transition énergétique.

AAMF

Défavorable

La réhausse du timbre 3 de +150% pénalise les projets sur les mailles avec rebours ou une compression mutualisée dans l'optique d'envoyer un signal fort à la localisation des points d'injections.

Les porteurs de projets choisissent la localisation de leur projet sur la base du foncier dont ils disposent et du gisement qu'ils exploitent. Un gisement qui n'est que relativement mobile. En ajoutant un critère économique avec le timbre 3, le fonctionnement des installations sera fragilisé. De plus, dans le cas du biométhane injecté le nouveau mécanisme de soutien (arrêté tarifaire du 13 juin 2023) implique une facturation selon une production annuelle prévisionnelle (PAP). Cette PAP permettra de s'abstenir d'utiliser un rebours sur une maille, minimisant ainsi le besoin de densification en rebours du réseau.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

L'introduction d'un terme capacitaire est également un signal contraire pour la filière suite aux évolutions tarifaires permises par les textes parues au mois de juin 2023 pour relancer son activité de production. Production de biométhane qui se veut ambitieuse dans le nouvelle PPE à l'horizon 20230.

Le principe même de faire porter aux producteurs des coûts associés aux renforcements de réseaux n'est pas dans l'esprit du droit à l'injection. Le droit à l'injection a consacré le principe d'une socialisation des coûts associés aux renforcements de réseau en encadrant cette socialisation par un critère technico-économique. Ce dispositif est pleinement opérant et a permis depuis 2020 l'adaptation progressive des réseaux par des investissements des opérateurs qui restent modérés au regard des enjeux de la transition énergétique.

SPEGNN

Ni favorable, ni défavorable

Le SPEGNN constate que le montant du timbre de niveau 3 passe de 0,7 à 1,8 €/MWh. Le SPEGNN s'interroge sur cette hausse significative et considère qu'elle ne pourrait être mise en œuvre que si elle est couverte, pour les producteurs, par le tarif d'achat de biométhane. Le SPEGNN considère que la CRE devrait sensibiliser la DGEC sur ce point avant toute mise en œuvre.

SYNDICAT DES ENERGIES RENOUVELABLES

Augmenter le timbre envoie un signal contraire à tous les récents ajustements des dispositifs de soutien des gaz renouvelables et plus généralement aux orientations actuellement discutées de la future politique énergétique française. Après plusieurs années de stagnation depuis le réajustement à la baisse fin 2020 des dispositifs de soutien, la filière des gaz renouvelables est sur le point de retrouver une dynamique positive avec la récente publication d'un cadre de soutien nettement plus favorable. En cohérence avec cette orientation, les documents récemment publiés par les pouvoirs publics dans le cadre de consultations préalables à la définition d'une nouvelle PPE, convergent sur l'objectif de rehausser l'ambition de production de gaz renouvelables à l'horizon 2030. Prévoir d'accroître les charges des projets de production de gaz renouvelables est donc complètement contraire à cette ambition. Cela poserait d'évidentes difficultés de lisibilité et entraînerait une légitime contestation de la part de la filière. L'accroissement de charges consécutif à la proposition de la CRE est très notable pour les sites soumis au timbre 3 : le coût de ce terme serait de 30 000 €/an pour un site de 20 GWh/an, soit une hausse de 20 000 €/an par rapport au timbre actuel.

Le principe même de faire porter aux producteurs des coûts associés aux renforcements de réseaux n'est pas dans l'esprit du droit à l'injection. Le droit à l'injection a consacré le principe d'une socialisation des coûts associés aux renforcements de réseau en encadrant cette socialisation par un critère technico-économique. Ce dispositif est pleinement opérant et a permis depuis 2020 l'adaptation progressive des réseaux par des investissements des opérateurs qui restent modérés au regard des enjeux de la transition énergétique.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

No comments.

EDF

Favorable

EDF est favorable aux évolutions envisagées par la CRE dans la mesure où celles-ci ont pour objectifs de tenir compte des dynamiques observées.

EDF considère que chaque catégorie d'utilisateurs doit supporter les coûts qu'elle engendre. Si la filière biométhane a engendré des coûts de structuration et d'exploitation opérationnelle pour les gestionnaires de réseaux, ces coûts doivent être supportés par les producteurs de biométhane.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Défavorable

ENGIE souhaite que les principes de tarification mis en œuvre ne conduisent pas à freiner le développement des filières de production de gaz renouvelable et bas-carbone.

ENGIE observe que le cadre réglementaire en vigueur comporte déjà des signaux économiques incitant à une localisation de la production optimale du point de vue des opérateurs de réseaux. Il n'apparaît pas nécessaire de les renforcer davantage. En particulier, la hausse envisagée pour les producteurs en zone 3 apparaît trop importante et aurait pour effet de dégrader l'équilibre économique des porteurs de projets, au risque de freiner le développement de ces filières, et en particulier pour les projets hors tarifs d'achat qui s'inscrivent dans des schémas d'Appels d'Offre, ou de contrats gré-à-gré (Biomethane Purchase Agreement), et demain sous Certificats de Production de Biométhane (CPB).

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

TEEGF est favorable au principe de timbre d'injection dès lors qu'il est strictement construit de manière à répercuter aux producteurs les coûts qu'ils engendrent sur le réseau lorsqu'ils s'implantent sur une zone géographique donnée.

Nous considérons que s'il s'agit uniquement de coûts qui auraient été in fine couverts par les utilisateurs finals, il est pertinent de transmettre au préalable ce signal tarifaire aux seuls acteurs en mesure de l'optimiser, c'est-à-dire aux producteurs.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Comme indiqué à la question précédente TEGP n'est pas favorable à l'application du timbre d'injection.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Défavorable

GRDF considère légitime de rapprocher progressivement les producteurs de gaz verts d'une tarification de droit commun puisqu'ils sont des utilisateurs du réseau au même titre que les consommateurs. A ce titre, l'élargissement de l'assiette des coûts couverts par le timbre d'injection aux coûts indirects supportés pour accompagner le développement des gaz verts est envisageable en s'assurant qu'il n'y ait pas de redondance avec ce qui est déjà facturé au titre du terme variable du timbre ou du service d'injection.

La solution d'indexer ce nouveau terme à la capacité inscrite au registre des capacités est préférable par rapport à l'option d'un terme fixe qui pénaliserait fortement les petits producteurs. Le niveau proposé par la CRE à 130 €/MWh/j paraît cohérent, mais une clause mériterait d'être ajoutée pour prévoir une exonération de ce terme dans des situations d'interruption prolongée de l'injection (saturation du réseau ou arrêt de l'installation), pour que le producteur ne soit pas doublement pénalisé dans ces cas de figure.

En revanche, GRDF réaffirme son désaccord sur la méthodologie d'établissement du terme variable, dépendant du zonage. En effet, tout d'abord sur le principe, et comme cela avait déjà été mentionné pour les tarifs ATRD6/ATRT7, les producteurs ne sont pas maîtres du choix d'implantation de leur site d'injection : cela répond à des contraintes techniques et à la configuration du réseau de gaz existant. De plus, dans le cadre des travaux du GT sur l'avenir des infrastructures gazières, GRDF a démontré qu'à terme dans tous les scénarios étudiés plus de 80% des zones nécessiteront la présence d'un rebours. Le maintien d'une différenciation selon le niveau de timbre fait donc perdurer une iniquité majeure de traitement, subie par le producteur en fonction de sa localisation et de sa date de raccordement puisque les sites raccordés avant que la CRE ne valide la nécessité d'un rebours sur la zone n'y sont pas soumis, alors que les projets qui émergeront par la suite dans le même secteur le seront. Ainsi, la complexité du dispositif actuel risque de générer des recours de la part de producteurs qui n'en comprendraient pas les modalités d'application au regard de la diversité des situations rencontrées.

Par ailleurs, en augmentant le niveau du terme variable pour les clients en zone de niveau 3, la CRE accentue encore davantage la pénalité infligée aux producteurs concernés, le montant de 1,8 €/MWh injecté n'étant pas

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

couvert par le tarif de rachat et n'ayant pas été pris en compte dans leur modèle économique lors de l'émergence du projet.

GRDF est favorable à un timbre d'injection péréqué, d'un niveau raisonnable, ayant le même niveau sur l'ensemble du territoire.

Si la CRE décide de ne pas retenir cette évolution et augmente le timbre d'injection pour certains producteurs, cela devra obligatoirement donner lieu à un nouveau décret prenant en compte cette hausse dans la structure du tarif en guichet ouvert pour le biométhane injecté.

GRTgaz

Défavorable

GRTgaz réitère son opposition à une augmentation en niveau des termes collectés sous forme de timbre d'injection auprès des producteurs, compte tenu du contexte actuel de filière fragile du fait du retard des entrées de projets au registre des capacités au regard des enjeux de décarbonation et de sécurité d'approvisionnement sur la période de l'ATRT8 au moins.

De plus dans sa forme actuelle, le timbre a la vocation décrite par la CRE d'un signal prix, alors que le producteur est déjà invité à bien choisir son implantation au travers du dispositif du droit à l'injection et des zonages de raccordement publiés, et également du prix de raccordement qui lui est demandé par l'opérateur de réseau, prix directement proportionnel à la distance du réseau.

En ce qui concerne les producteurs de type agricole qui représentent une forte proportion des producteurs actuels et à venir, leur lieu d'implantation est lié à la localisation de leurs intrants et des débouchés pour leurs digestats, et peu sensible au signal prix du timbre.

Pour ces raisons, GRTgaz est défavorable à une augmentation du niveau du timbre, toutes composantes variable volumique ou fixes ajoutées, au-delà de son niveau actuel.

Le coût total du terme ne devrait par ailleurs pas excéder le coût des capacités appliqué aux points frontière (PIR, PITTM) pour les gaz fossiles. Ce serait incompréhensible pour les producteurs français. On peut renvoyer à ce propos au projet du 4ème paquet gaz d'un abattement de 75% des prix des capacités pour les gaz verts.

Pour l'ATRT8, les coûts de renforcement résiduel peuvent ainsi être socialisés dans les tarifs d'acheminement comme c'est le cas pour les ENR électriques.

Sur la structure, GRTgaz est favorable à la transformation du terme d'injection actuel en un terme purement capacitaire, à la charge de l'expéditeur par cohérence avec les autres termes de l'offre de GRTgaz, l'unité de prix étant donc en €/MWh/j/an, et de niveau inférieur ou égal à celui des Points frontière comme explicité plus haut.

Enfin, les producteurs directement raccordés au réseau de transport supportent directement les coûts de compression pour injecter dans le réseau, à l'inverse de ceux générant des coûts de rebours, et peuvent justifier d'un traitement tarifaire plus favorable.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs

Biogaz Tech

Défavorable

1 particulier

Favorable

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Le principe d'une tarification à la capacité n'est pas choquant dans la mesure où il s'agit de coûts indirects fixes. La question sera la collecte effective des recettes correspondantes, au regard des écarts majeurs entre le réalisé et le prévisionnel sur la période écoulée, s'agissant du timbre d'injection.

Question 63 : Etes-vous favorable au principe d'un reversement aux GRT des recettes perçues au titre du timbre d'injection par les GRD et associées à l'exploitation des rebours et aux charges d'exploitation indirectes des GRT ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

CLEEE

Favorable

UNIDEN

Ni favorable, ni défavorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Oui

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable au principe d'un reversement aux GRT des recettes perçues au titre du timbre d'injection par les GRD et associées à l'exploitation des rebours et aux charges d'exploitation indirectes des GRT

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Ni favorable, ni défavorable

No comments.

EDF

Favorable

EDF est favorable au principe d'un reversement aux GRT des recettes perçues au titre du timbre d'injection par les GRD et associées à l'exploitation des rebours et aux charges d'exploitation indirectes des GRT.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui si le principe du timbre d'injection est maintenu.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui si le principe du timbre d'injection est maintenu.

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

Favorable

Favorable

Le mécanisme de collecte et refacturation du timbre d'injection supporté par GRDF est assez lourd à mettre en œuvre du fait de la diversité des situations rencontrées par les producteurs au regard du timbre qui leur est applicable. Néanmoins, l'effort a déjà été fait sur la période ATRD6/ATRT7 et le process commence à être opérationnel.

En revanche, GRDF considère que l'explication sur le calcul de la part rétrocédée aux GRT est à ce stade peu convaincant : alors que la CRE évoque une hausse de 0,2% à 0,6% pour couvrir les charges liées aux maillages et aux raccordements, le timbre de niveau 2 est stable dans la proposition de grille, tandis que sans argumentaire complémentaire la CRE propose de multiplier par plus de 2 le timbre de niveau 3 et donc le reversement au transporteur... Bien qu'on puisse imaginer que la hausse des prix de l'énergie a un impact sur les coûts de compression des rebours, la CRE ne justifie nullement une telle hausse sur le montant du reversement aux GRT.

Alternativement, dans la logique de timbre d'injection universel et péréqué que propose GRDF, le mécanisme de reversement aux GRT s'en trouverait nettement simplifié. Dans un tel cas, un reversement calculé sur la base d'un prorata des charges directes et indirectes encourues par les GRD et les GRT semblerait indiqué.

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable au principe d'un reversement aux GRT des recettes perçues au titre du timbre d'injection, en rappelant ici :

- La limitation de cette collecte uniquement à une partie des charges d'exploitation directes des rebours
- Sa préférence pour un terme capacitaire pur, pouvant être collecté par le GRD ou le fournisseur du producteur raccordé au réseau de distribution.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs**1 particulier**

Favorable

L'enjeu de simplification et de lisibilité justifie les reversements inter-opérateurs. Du reste, la prise en compte à 100% au CRCP se justifie par le caractère non prévisible des recettes correspondantes.

Question 64 : Avez-vous des remarques concernant la grille tarifaire présentée par la CRE ? En particulier, considérez-vous qu'il serait préférable de lisser la hausse envisagée en début de période tarifaire ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux**CLEEE**

Oui

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Nous sommes favorables à un lissage de la grille tarifaire pour éviter les effets de seuil.

Nous estimons cependant que les hypothèses de Revenu Autorisé retenues pour l'ATRT8 sont trop élevées (notamment pour GRT Gaz). Il nous semblerait plus pertinent pour celui-ci de retenir la trajectoire déterminée par l'auditeur et de recalculer la grille tarifaire en conséquence, d'autant qu'une érosion du nombre des consommateurs plus importante que prévue pourrait à revenu autorisé équivalent faire porter une charge unitaire plus lourde aux utilisateurs.

UNIDEN

Oui

L'UNIDEN constate qu'une hausse de 16,7% de la grille tarifaire de GRTgaz et de 21,7% de celle de Teréga dès le 1^{er} avril 2024 porterait un coup supplémentaire à la compétitivité de l'industrie française à un moment où un différentiel de compétitivité important s'est déjà créé vis-à-vis des Etats-Unis et de l'Asie, du fait de la hausse très importante des prix de marché du gaz naturel en Europe.

C'est pourquoi L'UNIDEN considère qu'il faut retenir non pas le milieu mais le bas des fourchettes de charges de capital et de charges nettes d'exploitation présentées par la CRE dans la consultation publique, conduisant ainsi à une évolution des différents termes tarifaires qui soit plafonnée à 10 % entre 2023 et 2024.

De plus, l'UNIDEN demande la création d'un dispositif d'abattement comparable à celui existant pour le TURPE, dont le bénéfice serait subordonné à la mise en œuvre d'un plan de performance énergétique.

Associations professionnelles

UPRIGAZ

L'UPRIGAZ n'a pas de remarque sur la grille tarifaire présentée par la CRE. L'UPRIGAZ pense préférable de lisser la hausse envisagée en début de période tarifaire.

France Gaz

Non

Cf réponse à la question 53

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Sans avis

No comments.

EDF

Non

EDF n'a pas de remarques supplémentaires.

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Oui

Pas de remarque d'ENGIE sur la grille.

Un lissage de la hausse envisagée en 2024 sur la période tarifaire pourrait en effet être étudié.

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Les commentaires formulés dans les questions précédentes adressent cette question.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Les commentaires formulés dans les questions précédentes adressent cette question.

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

Oui

Comme expliqué précédemment, GRDF considère que le niveau du terme variable pour les producteurs soumis au timbre de niveau 3 est injustifié et déraisonnable.

Au-delà des questions de principe que GRDF remet en cause, il fragilise le développement de la filière dans un contexte où le nombre de zones de niveau 3 va croître au fur et à mesure des mises à jour des zonages. Pour les producteurs qui y seront soumis cela se cumulerait par ailleurs au nouveau terme capacitaire introduit par la CRE, et aboutirait au total à une hausse de plus de 20 k€/an pour une installation moyenne de production sur ces zones, sans que cela ne soit pris en compte à date dans les tarifs de rachat.

En foisonnant le terme variable en €/MWh injecté sur l'ensemble des producteurs comme GRDF le préconise (terme péréqué), cela permettrait pour un niveau de recettes totales équivalentes de conserver un niveau par producteur acceptable et équitable. D'après les simulations de GRDF, pour recouvrer le même niveau de recettes en fin de prochaine période tarifaire, le terme variable s'établirait à environ 0,7 €/MWh foisonné sur l'ensemble des producteurs.

En cas de variation notable de facture du timbre pour les producteurs, la mise en œuvre devra prendre en compte le délai d'émergence des projets, de l'ordre de 2 ans, afin d'être prise en compte dans le modèle économique du porteur de projet et dans les tarifs de rachat. L'évolution devra donc être lissée pour ne s'appliquer que sur la 2ème moitié de la période tarifaire ATRT8.

GRTgaz

Non

GRTgaz est favorable à la grille tarifaire présentée.

GRTgaz considère préférable de procéder à une « marche tarifaire » entre l'ATRT7 et l'ATRT8 permettant ensuite des évolutions tarifaires limitées en cours de période ATRT8. Si le lissage doit dans tous les cas être neutre économiquement, GRTgaz est favorable à des termes de lissage contenus afin d'atténuer au maximum les déséquilibres annuels entre charges et recettes.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs**1 particulier**

Oui

La question d'un lissage au regard de la hausse apparaît inévitable vu le niveau de la hausse envisagée.

COMPENSATION STOCKAGE

Question 65 : Etes-vous favorable à la reconduction des modalités de la compensation stockage ?

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

UNIDEN

Favorable

CLEEE

Favorable

Associations professionnelles

UPRIGAZ

Oui

France Gaz

Favorable

France Gaz est favorable à la reconduction des modalités de la compensation stockage.

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché

SEFE M et T

Favorable

SEFE MT is in favour of renewing the terms of storage compensation.

EDF

Favorable

EDF est favorable à la reconduction des modalités de la compensation stockage. Les modalités actuelles permettent de faire supporter les coûts aux principaux bénéficiaires des stockages.

Eni S.p.A.

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE

Favorable

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Oui.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Oui.

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

GRDF

Favorable

GRDF avait émis des réserves sur les modalités de répartition de la compensation stockage entre les clients profilés et les clients à souscription au moment de sa mise en place. Ces observations restent valables, mais il n'y a pas d'élément de contexte nouveau qui justifierait une modification du dispositif à date.

GRTgaz

Favorable

GRTgaz est favorable à la reconduction des modalités de la compensation stockage et n'a pas de remarques complémentaires à formuler.

Dunkerque LNG

Ni favorable, ni défavorable

NA

Autres acteurs**1 particulier**

Favorable

Ces modalités permettent de compenser l'écart entre les recettes des stockeurs et leur revenu autorisé. Au regard des fluctuations imprévisibles sur les marchés du gaz, cette compensation participe à la garantie d'une sécurité d'approvisionnement effective. Cette compensation stockage est d'autant plus fondamentale vu les bouleversements opérés depuis la crise russo-ukrainienne.

AUTRES**Question 66 : Avez-vous d'autres remarques ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****UNIDEN**

Oui

De façon générale, la décroissance de la consommation de gaz naturel est absolument certaine d'ici 2050, mais l'ampleur et surtout le rythme de la croissance de la production d'ici là - et donc de la consommation du biogaz / biométhane - sont tout à fait incertains. Dans ces conditions les charges de fonctionnement et d'investissement des opérateurs de transport et de distribution de gaz doivent être réduites à due proportion afin que les tarifs d'acheminement ne deviennent pas totalement disproportionnés par rapport au coût de la molécule pour les industriels. A cet égard la mise en œuvre d'un dispositif d'abattement tarifaire, à l'instar du TURPE pour l'électricité, est une nécessité pour les gazo-intensifs, afin de ne pas affecter leur capacité d'investissement dans la décarbonation de leurs procédés.

CLEEE

Non

Associations professionnelles**UPRIGAZ**

Non

France Gaz

Non

N/A

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché**SEFE M et T**

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

Non

No other comments.

EDF

Non

Eni S.p.A.

Sans avis

ENGIE

Non

TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF)

Non.

TotalEnergies Gas & Power (TEGP)

Non.

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

Oui

Comme détaillé dans son dossier tarifaire, GRTgaz rappelle qu'une réduction de la durée d'amortissement des licences Microsoft est nécessaire, afin de corriger la perte économique pour GRTgaz liée à l'écart entre durée d'amortissement réglementaire de 5 ans et durée d'amortissement comptable de 3 ans.

GRDF

Sans avis

GRDF n'a pas d'autre remarque.

Dunkerque LNG

Sans avis

NA

Autres acteurs**CFE-CGC Energies**

La première conviction des salariés de l'encadrement de GRTgaz est que pour maintenir des infrastructures de transport efficaces et attractives aux usages du gaz au service de l'industrie et des clients français, les opérateurs de réseaux de transport gaziers français et tous leurs salariés ne doivent pas aborder la prochaine période tarifaire de manière anxiogène dans un contexte dominé par une vision d'orientation purement financière privilégiant encore et toujours des gains de productivité ou la réduction des coûts.

En effet, la transformation de GRTgaz, implémentée lors des précédents tarifs, a déjà nécessité de nombreux efforts de la part des salariés, des efforts de modernisation et de développement de ses installations, qu'il est absolument nécessaire de couvrir et de rémunérer à leur juste valeur dans le prochain tarif ATRT8. Le marché français ne peut bénéficier aujourd'hui de tous les nouveaux investissements précédemment décidés lors des quatre précédents tarifs sans vouloir aujourd'hui en couvrir le coût de leur exploitation et maintenance préventive.

Pour la CFE-CGC Énergies, ce qui importe à travers ce nouveau tarif ATRT8, c'est bien l'avenir de l'entreprise et de ses salariés, via sa capacité à répondre à toutes ses obligations réglementaires, la pérennité de ses outils industriels utiles, performants, sûrs et disponibles au service de tous les français. Cette ambition passe d'abord par le maintien en nombre suffisant des compétences clés donc du personnel formé et motivé capable de mener

Consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT8)

à bien toutes leurs missions de service public puis d'assurer la pérennité des travaux d'entretien et d'exploitation des réseaux existants.

Si le prochain tarif ne permet pas de garantir un avenir performant, solide et serein, une pression excessive rejaillira inévitablement sur les salariés de GRTgaz, déjà injustement pressurisés par la réorganisation R24 menée l'an dernier pour seul objectif de maximiser la satisfaction (et les dividendes) des actionnaires de GRTgaz.

La CFE-CGC Énergies attire l'attention du régulateur sur le fait qu'à vouloir imposer trop d'économies trop vite sur les charges d'exploitation, on risque de déclencher des effets pervers immédiats sur les capacités de GRTgaz à répondre aux études et sollicitations induites par les projets de raccordements de gaz renouvelables, ainsi que des effets pervers sur la maintenance et la rénovation d'installations obsolètes (dépenses importantes reportées plus tard donc plus chères, actions peu coûteuses faciles réalisées aujourd'hui sans privilégier les plus utiles plus onéreuses, etc).

La CFE-CGC Énergies considère que la régulation envisagée pour l'ATRT8 n'a de sens que si elle est compréhensible, reste proportionnée concernant les charges d'exploitation et repose sur des objectifs cohérents avec les moyens donnés par les ressources tarifaires. A défaut, elle conduirait à des exigences excessives de productivité qui ne peuvent que conduire à plus ou moins long terme à des effets collatéraux néfastes sur l'emploi (directs chez GRTgaz et indirects chez tous ses sous-traitants ou fournisseurs français) avec une réelle dégradation des conditions de travail, de vrais risques sur la qualité de service et la sûreté des installations et une révision à la baisse des objectifs pourtant attendus par nos clients et toute la société.

En conclusion, la CFE-CGC Énergies sollicite la Commission que vous présidez afin d'ajuster à la hausse le niveau des charges d'exploitation (OPEX) et les ressources humaines (ETP) de GRTgaz couvertes par le prochain tarif ATRT8. Notre analyse est qu'un juste équilibre doit pouvoir être trouvé entre l'opérateur GRTgaz et le régulateur sur ces sujets, y compris en couvrant pleinement et à leur juste valeur les moyens et les projets nécessaires au modèle français équilibré de transition énergétique.

Vous remerciant pour l'attention que vous pourrez porter aux analyses de l'Encadrement des entreprises du secteur énergétique français, nos équipes restent dans l'attente de vous rencontrer dès fin septembre pour compléter nos propos.

Je vous prie d'agréer, Madame la Présidente, l'expression de ma considération distinguée.

Hélène LOPEZ

1 particulier

Oui

Je rappelle à toutes fins utiles que l'ensemble des réponses s'inscrivent dans une démarche constructive. Il ne s'agit en aucun cas de faire le cas échéant de procès d'intention à telle ou telle partie prenante.

CONTRIBUTEURS À LA CONSULTATION PUBLIQUE

Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux [2]

CLEEE

UNIDEN

Associations professionnelles [7]

UPRIGAZ

AAMF

France gaz renouvelables

Proxigas

SPEGNN

France Gaz

SYNDICAT DES ENERGIES RENOUVELABLES

Autorités organisatrices de la distribution d'énergie [1]

FNCCR (réponse confidentielle)

Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché [6]

SEFE M et T

Eni S.p.A.

EDF

ENGIE

TotalEnergies Electricité et gaz de France

TotalEnergies Gaz & Power

Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures [8]

ELENGY

GRDF

GRTgaz

ENEDIS

Enagas S.A

Dunkerque LNG

Teréga

RTE (réponse confidentielle)

Autres acteurs [12]

Université de Pau et des pays de l'Adour

CSE et OS Teréga

CFE CGC Energies

Biogaz Tech

Methasynergie

1 particulier

European Federation of Energy Traders

FNME-CGT (réponse confidentielle)

CTE - Co-Entreprise de Transport d'Electricité (réponse confidentielle)

Groupe Caisse des Dépôts

Oxera Consulting LLP

UNSA ENERGIE (réponse confidentielle)