

## VERBATIM

### **Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF**

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

- 2 proviennent d'associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux ;
- 21 proviennent d'associations professionnelles ;
- 16 proviennent d'autorités organisatrices de la distribution d'énergie ;
- 30 proviennent de fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché ;
- 4 proviennent de gestionnaires de réseaux et d'infrastructures ;
- 33 proviennent d'autres acteurs.

## SOMMAIRE

INTRODUCTION ET PROPOS GENERAUX .....	6
Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux .....	6
Associations professionnelles .....	6
Autorités organisatrices de la distribution d'énergie .....	11
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché .....	18
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures .....	28
Autres acteurs .....	28
CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE .....	46
Question 1 : Partagez-vous le bilan du cadre de régulation fait par la CRE ? .....	46
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 ? .....	53
Question 3 : Avez-vous des remarques sur la méthode de détermination du revenu autorisé ? .....	60
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 ? .....	65
Question 5 : Si un taux unique devait être retenu, sur la base de quelle pondération ce taux unique devrait-il être selon vous établi ? .....	76
Question 6 : Êtes-vous favorable au maintien de la régulation incitative relative aux coûts échoués de GRDF ? .....	80
Question 7 : Êtes-vous favorable à la reconduction en l'état du cadre de régulation concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés ? .....	85
Question 8 : Êtes-vous favorable aux grands principes de fonctionnement et d'actualisation du CRCP envisagés par la CRE ? .....	90
Question 9 : Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATRD7 ? .....	96
Question 10 : 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 ? .....	99
Question 11 : Avez-vous des remarques sur les évolutions envisagées du tarif ATRD6 des ELD, 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, et la prise en compte exceptionnelle de l'écart 2022 au 1er juillet 2024 ? .....	105

Question 12 : Êtes-vous favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour les charges d'exploitation ? .....	108
Question 13 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant les évolutions de la régulation incitative des coûts d'exploitation envisagées ? .....	113
Question 14 : Partagez-vous l'orientation de la CRE concernant la fin de l'incitation de GRDF sur le nombre de consommateurs raccordés à son réseau ? .....	117
Question 15 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des charges d'Avantage en Nature Energie de GRDF ? .....	122
Question 16 : Êtes-vous favorable au maintien du dispositif et aux évolutions proposées concernant le mécanisme incitant GRDF à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ? Avez-vous d'autres suggestions pour faire évoluer ce mécanisme ? .....	129
Question 17 : Êtes-vous favorable à la reconduction du mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » pour le tarif ATRD7 ? Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour ce mécanisme sur la période ATRD7 ? .....	138
Question 18 : Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant l'instauration d'une incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements de GRDF ? Êtes-vous favorable au principe de réévaluation de l'enveloppe d'investissements en cours de période tarifaire ? Êtes-vous favorable aux modalités financières envisagées ? .....	144
Question 19 : Partagez-vous les enjeux présentés par la CRE s'agissant de la régulation incitative de la qualité de service ? .....	156
Question 20 : Êtes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le tarif ATRD7 visant principalement à renforcer les incitations sur les thématiques prioritaires (interventions terrain, transmission des données aux acteurs, réclamations, comptage évolué et injection de biométhane) ? .....	161
Question 21 : Êtes-vous favorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative du traitement des réclamations ? .....	166
Question 22 : Êtes-vous favorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative du compte d'écart distribution (CED) ? .....	171
Question 23 : Êtes-vous favorable à l'introduction de l'indicateur « Taux de publication des données journalières de consommation » ? .....	176
Question 24 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées concernant la qualité de service liée à l'injection de biométhane (suivi des délais de raccordements et incitation des réclamations associées, incitations au délai de remise des études détaillées) ? ...	180
Question 25 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATRD7 ? .....	186
Question 26 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Identifiez-vous des actions prioritaires qui pourraient être intégrées au mécanisme ? .....	195
Question 27 : 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.) ? .....	202
Question 28 : Considérez-vous que le changement de méthode d'amortissement apporterait une réponse au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme ? .....	209
Question 29 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la pertinence de la réduction de la durée d'amortissement pour répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement ?.....	214
Question 30 : Considérez-vous souhaitable de mettre en œuvre dès maintenant ces évolutions ?.....	220
Question 31 : 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 ? .....	225
Question 32 : Êtes-vous favorable aux taux de pertes théorique envisagés par la CRE pour le tarif ATRD7 ? .....	228
Question 33 : Êtes-vous favorable à la reconduction le cadre de régulation du projet changement de gaz tel que défini sur la période ATRD6 ? .....	232
NIVEAU TARIFAIRE.....	236
Question 34 : Avez-vous des observations concernant les ajustements envisagés par la CRE sur la trajectoire de R&D de GRDF sur la période ATRD7 ? .....	236
Question 35 : Avez-vous des observations concernant le bilan des gains Gazpar sur la période ATRD6 et l'estimation des gains sur la période ATRD7 ? .....	256
Question 36 : Avez-vous des observations sur le niveau de charges nettes d'exploitation envisagé par la CRE sur la période ATRD7 ? .....	259
Question 37 : Avez-vous des remarques concernant le solde de CRCP au 31 décembre 2023 ? .....	271
Question 38 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges à couvrir demandé par GRDF ? .....	274
Question 39 : Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRD6 ? .....	276
Question 40 : Que pensez-vous des trajectoires prévisionnelles de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés envisagées par la CRE ? .....	281
Question 41 : Avez-vous des remarques concernant les options de lissage du revenu autorisé de GRDF envisagées par la CRE ? .....	284
Question 42 : Êtes-vous favorable aux modalités d'évolution du terme Rf envisagées par la CRE ? .....	289
STRUCTURE TARIFAIRE .....	292
Question 43 : Partagez-vous les enjeux identifiés par la CRE en termes de structure du tarif de distribution de gaz ? .....	292
Question 44 : Partagez-vous les enjeux identifiés concernant la tarification des usages appoint-secours du réseau de distribution ? .....	297

Question 45 : Avez-vous des remarques concernant le niveau de seuil proposé par GRDF, afin de ne pas viser l'ensemble des clients par l'introduction d'un terme de débit ? .....	302
Question 46 : Est-ce que l'introduction du terme de débit tel que proposé vous semble une solution adaptée pour répondre aux enjeux identifiés pour la prochaine période tarifaire ? .....	305
Question 47 : Avez-vous des remarques sur la grille indicative à iso-niveau présentée par la CRE correspondant à l'introduction d'un terme de débit ? .....	312
Question 48 : Partagez-vous la position de la CRE sur l'opportunité d'un changement de seuil T2/T3 ? .....	315
Question 49 : En cas d'introduction d'un changement de seuil entre options T2 et T3, êtes-vous favorable à la fixation du nouveau seuil à 100 MWh ? Un autre niveau de seuil, tel que 50 MWh, vous paraît-il plus pertinent ?.....	319
Question 50 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle une concomitance entre l'évolution du seuil entre options tarifaires T2 et T3 et celle entre les profils et la fréquence de relève doit être recherchée, en cas d'introduction d'un changement de seuil ? .....	322
Question 51 : Êtes-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 ? .....	327
Question 52 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant le traitement des augmentations de capacité dans l'application du timbre d'injection ? .....	332
Question 53 : Êtes-vous favorable aux principes, paramètres de construction et niveaux du timbre d'injection envisagés par la CRE pour le tarif ATRD7 ? .....	336
Question 54 : Êtes-vous favorable à l'élargissement du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection ? .....	344
Question 55 : Avez-vous d'autres suggestions concernant ce périmètre de charges et la forme à donner au timbre d'injection ? .....	351
Question 56 : Êtes-vous favorable au principe de reversement du timbre d'injection ? .....	357
Question 57 : Êtes-vous favorable au calendrier envisagé par la CRE pour la mise en œuvre des évolutions de structure du tarif de distribution ? .....	361
Question 58 : Pensez-vous souhaitable de faire porter les coûts de la relève résiduelle aux seuls consommateurs générant ces coûts ? .....	365
Question 59 : Êtes-vous favorable à l'approche proposée par la CRE et aux modalités envisagées concernant la facturation de la relève résiduelle ? .....	369
<b>CONTRIBUTEURS À LA CONSULTATION PUBLIQUE .....</b>	<b>374</b>
Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux [2] .....	374
Associations professionnelles [20] .....	374
Autorités organisatrices de la distribution d'énergie [16] .....	375
Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché [30] .....	375
Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures [4] .....	376
Autres acteurs [33] .....	376

## INTRODUCTION ET PROPOS GENERAUX

### Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux

#### CLCV

Nous regrettons que ce projet tarifaire, d'une nature assez exceptionnelle (l'obsolescence économique progressive d'un réseau), n'ait pas donné lieu à un travail de concertation en amont et sérieux de la part de l'Etat et de la CRE. La concertation est plus symbolique qu'autre chose et l'approche privilégiée nous semble limitative.

#### CLEEE

Le CLEEE a pris connaissance de la trajectoire envisagée par la CRE pour l'évolution des tarifs de distribution dans le cadre du nouvel ATR.

Nous sommes particulièrement préoccupés 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'ajouter 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 substantiellement 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.**

**C'est la raison pour laquelle nous nous prononçons contre les propositions de tarifs telles que partagées par la CRE.**

Par ailleurs, nous estimons que ces hausses concomitantes touchant le gaz ne feront QUE précipiter la baisse du nombre de consommateurs assujettis et ne feront qu'amplifier le problème de hausse résultante.

### Associations professionnelles

#### Les Canalisateurs

Les Canalisateurs sont une association professionnelle, membre de la Fédération Nationale des Travaux Publics, représentant les entreprises spécialistes des réseaux d'eau, de gaz et d'autres fluides. Ces entreprises représentent un chiffre d'affaires d'environ 6,8 Mds € en France métropolitaine, dont environ 10% dans les réseaux de gaz, et 35 000 collaborateurs.

L'activité propre aux réseaux de gaz, tant en distribution qu'en transport, souffre d'un manque de visibilité depuis plusieurs années du fait d'une réglementation restrictive quant au développement du gaz et d'une capacité d'investissement trop limitée par rapport aux enjeux de transition énergétique et de la croissance du biométhane.

Les entreprises de canalisations sont fortement dépendantes de la capacité d'investissement des gestionnaires de réseaux tel que GRDF, tant en volume d'activité, qu'en marge et qu'en maintien de l'emploi.

#### PG-Professionnel du Gaz

Créée en 2007, l'Association PG a pour but d'être apporteur d'affaire vers les artisans chauffagistes et de promouvoir la « marque PG-Professionnel du Gaz » auprès du grand public sur l'ensemble du territoire national via des actions d'information et de communication



multi-canaux auprès des particuliers. Cette marque est actuellement détenue par 15 000 chauffagistes qualifiés, en charge de prestations d'installation ou de maintenance des appareils gaz.

### **habitA+**

habitA+ est un acteur majeur dans l'amélioration de la qualité et de la sécurité des installations intérieures de gaz, sous la tutelle du Ministère de la Transition Ecologique et de la Cohésion des Territoires. Créée par les organisations professionnelles : CAPEB-UNA-CPC, SYNASAV et UMGCCP-FFB, habitA+ anime, gère et adapte les dispositifs de qualité professionnelle PG : Professionnel du Gaz, depuis plus de 15 ans. L'Association habitA+ regroupe tous les acteurs de la filière gaz qui sont parties prenantes dans l'amélioration de la qualité des prestations des professionnels intervenant sur les installations intérieures domestiques de gaz et la maintenance des équipements gaz.

### **COENOVE**

Constituée en octobre 2014, l'association Coénove rassemble des acteurs majeurs de l'efficacité énergétique dans le bâtiment, énergéticiens, industriels et organisations professionnelles, dont GRDF.

En phase avec les ambitions de la France et de l'Europe en matière d'énergie et de climat, l'association se mobilise pour faire de la baisse des consommations une réalité, en œuvrant sur la sobriété, l'efficacité énergétique et la massification de la rénovation énergétique. Le développement des énergies renouvelables et plus particulièrement des gaz verts ainsi que des solutions gaz hybrides et innovantes font également partie des piliers de l'association.

### **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 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. En tout état de cause, le niveau de la trajectoire des charges d'exploitation doit permettre aux distributeurs de faire face à leurs missions en matière de sécurité
- 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 œuvre dès la prochaine période tarifaire. La proposition de désindexation

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

de la BAR pourrait être étudiée pour une application au seul périmètre des nouveaux actifs entrant dans la BAR. De même que pourrait être étudiée la baisse de la durée d'amortissement dans les cas où elle est pertinente sur certains actifs ciblés.

- 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.
- La structure du tarif de distribution a vocation à évoluer pour mieux refléter les évolutions des usages du gaz et anticiper les évolutions attendues à l'avenir.

### **Gaz et Territoires**

Les adhérents de Gaz et Territoires 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 distribution de gaz naturel de GRDF.

Gaz et Territoires 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.

En préambule, Gaz et Territoires souhaite rappeler que le gaz est une énergie indispensable à la transition énergétique. C'est une source d'énergie stockable assurant le relais des énergies renouvelables intermittentes, qui permettra d'accompagner la progression de l'usage électrique et d'apporter une solution en cas de pics de consommation d'électricité.

### **ATEE CLUB BIOGAZ**

Le Club Biogaz est une association qui regroupe 260 acteurs du secteur de la méthanisation (Etude, construction, fourniture de matériel, assurance, financement, recherche, gestionnaire de réseau et associations et collectivités ...). Créée au début de son développement en France, nous avons notamment pour vocation de faciliter le partage des meilleures pratiques et de favoriser la recherche et le développement technologique au sein de la filière.

### **France gaz renouvelables**

#### ***Résumé de la position FGR :***

FGR tient à souligner l'intérêt du rapport de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 dans un contexte d'atteinte de neutralité carbone. Nous nous félicitons de la reconnaissance du rôle des infrastructures gaz dans le système énergétique français à moyen et long-terme. Aussi et de façon générale, FGR ne comprend pas l'arbitrage à ce stade sur les dépenses d'investissement de GRDF. Le volume de dépenses envisagé ne permettra pas de répondre aux futurs objectifs d'au moins 50 TWh de biométhane injecté dans les réseaux d'ici 2030 tels qu'évoqués par les pouvoirs publics récemment. La réflexion dans l'épure de la PPE actuelle fausse les évolutions nécessaires en termes d'investissement, que ce soit pour l'adaptation des réseaux de distribution, ou en matière de dépenses de R et D. Dans cette même logique, la mise en place d'un mécanisme



d'incitation à la priorisation des investissements, risque de limiter l'accès des projets de biométhane au raccordement. Ce mécanisme est selon nous, contraire à l'esprit du droit à l'injection.

Enfin FGR est opposée aux propositions visant à faire évoluer le montant du timbre d'injection. Nous tenons à rappeler ici, que lors de la consultation précédente sur l'ATRD6, nous avons déjà fait état la complexité du mécanisme proposé avec l'introduction de 3 timbres d'injection différents. 4 ans plus tard, on ne peut que constater l'iniquité de ce mécanisme. L'augmentation sans préavis du montant des timbres d'injection n'est pas envisageable à si court terme.

### **FNSEA**

La FNSEA tient à souligner l'intérêt du rapport de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 dans un contexte d'atteinte de neutralité carbone. Nous nous félicitons de la reconnaissance du rôle des infrastructures gaz dans le système énergétique français à moyen et long-terme. Aussi et de façon générale, la FNSEA ne comprend pas l'arbitrage à ce stade sur les dépenses d'investissement de GRDF. Le volume de dépenses envisagé ne permettra pas de répondre aux futurs objectifs d'au moins 50 TWh de biométhane injecté dans les réseaux d'ici 2030 tels qu'évoqués par les pouvoirs publics récemment. La réflexion dans l'épure de la PPE actuelle fausse les évolutions nécessaires en termes d'investissement, que ce soit pour l'adaptation des réseaux de distribution, ou en matière de dépenses de R&D. Dans cette même logique, la mise en place d'un mécanisme d'incitation à la priorisation des investissements, risque de limiter l'accès des projets de biométhane au raccordement. Ce mécanisme est selon nous, contraire à l'esprit du droit à l'injection.

Enfin la FNSEA est opposée aux propositions visant à faire évoluer le montant du timbre d'injection. Nous tenons à rappeler ici, que lors de la consultation précédente sur l'ATRD6, nous avons déjà fait état la complexité du mécanisme proposé avec l'introduction de 3 timbres d'injection différents. 4 ans plus tard, on ne peut que constater l'iniquité de ce mécanisme. L'augmentation sans préavis du montant des timbres d'injection n'est pas envisageable à si court terme.

### **Uprigaz**

ENI Gas & Power France se désolidarise de l'intégralité de la réponse de l'Uprigaz pour cette consultation publique.

A titre liminaire, l'UPRIGAZ observe que la baisse tendancielle de la consommation de gaz en France se traduit automatiquement par une augmentation des tarifs de distribution encore amplifiée par l'inflation et par des dépenses d'adaptation des opérateurs d'infrastructures à la transition énergétique et à la conversion numérique.

Dans ce contexte, l'UPRIGAZ partage la priorité accordée par la CRE à une maîtrise rigoureuse des charges d'exploitation et une grande sélectivité des investissements de GRDF.

Par ailleurs, l'UPRIGAZ insiste sur le caractère éminemment différent de la commercialisation du gaz et celle de l'électricité. Alors que la fourniture électrique est un service public universel, la fourniture de gaz est une activité concurrentielle et substituable dans la majorité de ses usages, surtout en distribution. Il est donc permis de s'interroger sur

le maintien d'un principe de péréquation tarifaire en distribution. Ainsi, au-delà de l'exercice tarifaire conduit actuellement sur le prochain tarif ATRD7, il pourrait être pertinent d'engager une réflexion sur ce sujet. Eu égard au régime de concession dans lequel opère GRDF, les collectivités locales devraient être associées à cette réflexion. Cette réflexion ne devrait pas occulter l'avenir des ELD dont on observe que les coûts unitaires et les tarifs sont déjà largement supérieurs à ceux de GRDF.

L'UPRIGAZ observe que les tarifs d'infrastructures connaissent une augmentation significative qui généreront une inflation des factures des consommateurs. Cette augmentation de facture se cumule malheureusement avec un coût de plus en plus élevé des CEE, une augmentation de la fiscalité et une augmentation du coût de l'ETS, notamment avec la mise en place de l'ETS2. L'UPRIGAZ appelle les pouvoirs publics à faire preuve de modération en matière de fiscalité de l'énergie afin de garder une facture « soutenable » pour les consommateurs, entreprises ou résidentiel.

### **UTP**

Les usages des adhérents de l'UTP (Union des transports publics et ferroviaires) couvrent le gaz tertiaire et le GNV appelé à croître du fait du passage des véhicules diesel à des véhicules BioGNV pour un nombre conséquent de centres.

En effet, **le gaz (GNV/Bio GNV) représente aujourd'hui une des réponses du secteur du transport routier pour la transition énergétique** en répondant aux impératifs environnementaux (réduction des gaz à effet de serre et particules en particulier) tout en conservant une bonne performance opérationnelle et économique. Le gaz est aujourd'hui une technologie mature, soutenue par les constructeurs, permettant de répondre à des besoins pour lesquels les technologies électriques ou hydrogènes sont, à ce jour, non pertinentes ou peu ou pas disponibles.

Ainsi, au contraire d'une tendance générale à la baisse du nombre de consommateurs de gaz dressée par la CRE, les secteurs du transport routier de voyageurs et de marchandises (TRV et TRM) voient **leurs parcs de véhicules gaz considérablement augmenter ces dernières années**. Entre 2011 et 2022, le nombre de véhicules de transport routier (voyageurs et marchandises) a presque été multiplié par 4. Une hausse qui s'est considérablement accélérée ces dernières années avec un triplement du parc de véhicules au gaz entre 2018 et 2022.

Pour le secteur du transport routier de voyageurs, 17% des bus urbains et 6% du parc des autocars sont alimentés au GNV/BioGNV en 2022.

A ce jour, près d'une cinquantaine d'Autorités Organisatrices de la Mobilité (AOM) et leurs exploitants ont initié une dynamique d'investissement dans les véhicules fonctionnant au GNV/BioGNV et l'installation de stations de compression et autres systèmes d'avitaillement, comme Niort, Lorient, Poitiers ou même en Ile de France. Des investissements pour lesquels les amortissements s'effectueront au moins sur les 20 prochaines années.

Si une réduction du nombre de consommateurs de gaz peut donc être constatée ou anticipée chez les particuliers ou certains secteurs d'activité, il ne s'agit pas d'une dynamique unique. Cependant, les **annonces et évolutions de coûts risquent d'accélérer une éventuelle décroissance et mettre en péril les efforts investis dans la transition énergétique** par de nombreux acteurs.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Les adhérents de l'UTP se déclarent donc particulièrement préoccupés par les hausses envisagées pour l'acheminement du gaz naturel. Selon les informations transmises par la CRE dans sa consultation, **l'ensemble des collectivités et transporteurs concernés subiront les hausses de plein fouet**, alors même qu'ils ont investi pour limiter leurs émissions.

Ces **hausses viendront s'ajouter à d'autres augmentations** qu'elles soient de taxes (TICGN), de transition énergétique vers le biogaz en 2026 (CPB), ou d'autres parts de l'acheminement.

En ce qui concerne les évolutions des tarifs d'acheminement ATRD7/ATRT8/ATS3, les adhérents de l'UTP déplorent **l'effet de seuil** proposé pour ces tarifs qui semble trop important et menace la transition énergétique en cours, mais également le développement nécessaire de l'offre de transport pour encourager le report modal. Ils craignent en outre **que la forte hausse des charges pesant sur le gaz accélère la baisse du nombre de consommateurs**, notamment tertiaires, **fragilisant davantage la participation au tarif** pour le restant des assujettis qui verraient leur quote-part acheminement augmentée à terme.

Les adhérents de l'UTP comprennent la cause du rattrapage lié au CRCP dans la hausse tarifaire pour la partie Distribution dans le cadre de l'ATRD7 mais plaident pour que **la hausse soit progressivement intégrée par lissage, et non injectée de manière abrupte en une échéance au 1er juillet 2024**.

De même, la modification des règles d'amortissement des investissements ainsi que la hausse des tarifs d'injection de gaz renouvelables viennent renforcer cet effet de seuil et font peser de lourdes charges sur les acteurs les plus engagés dans les objectifs nationaux de transition énergétique voulus par la stratégie de neutralité carbone d'ici 2050.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **UNION DES SECTEURS D'ENERGIE DU DEPARTEMENT DE L'AISNE**

En préalable, l'USEDA tient à rappeler que l'activité de la distribution publique de gaz est confiée à un concessionnaire (en l'occurrence GRDF) par les communes conformément aux dispositions de la Loi. A ce titre, même s'il n'est pas de portée législative ou réglementaire, le contrat de concession fait foi entre les deux parties, chacune pour ce qui concerne ses droits et devoirs. Il est donc primordial que la CRE, autorité de régulation, ne sous-estime pas ce principe fondateur.

#### **FDE 62**

#### **Réponse confidentielle**

#### **Territoire d'Energie Alsace**

Madame la Présidente,

A l'occasion de la discussion nationale relative au prochain tarif de distribution de gaz dit « ARTD » nous avons été invités par la CRE à répondre à la consultation publique n°2023-08 relative à « l'ATRD7 ».

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Cette consultation publique s'inscrit dans le cadre des orientations de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) qui prévoit une diminution de la consommation de gaz pour s'adapter aux enjeux climatiques de la France. Territoire d'Energie Alsace (TEA) exerce ses compétences en tant qu'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et de gaz sur le territoire de ses collectivités membres, et est censée implémenter des actions locales afin de parvenir à cet objectif national.

Adhérent de la FNCCR, TEA a contribué à la rédaction de la contribution portée par notre fédération pour l'ensemble de ses membres. Durant la phase préparatoire, le Bureau Syndical du 14 novembre 2023 a notamment examiné les questions d'une part de la structure tarifaire et de la méthode de détermination du revenu autorisé et d'autre part, l'introduction d'un terme de débit normalisé et l'abaissement de seuil entre les options T2 et T3.

L'impact des évolutions tarifaires sera répercuté directement sur les clients qui se trouvent dans les tranches T1 et T2 de notre périmètre de concession.

Aussi, nous sommes particulièrement attachés à ce que, la négociation concernant le tarif ATRD7 soit non seulement dédiée à rétablir l'équité entre les utilisateurs du réseau, mais également à trouver un juste équilibre entre cela et la possibilité pour GRDF de continuer à investir dans le réseau.

En outre, l'introduction d'un mécanisme de péréquation doit permettre d'atténuer, au profit des clients finaux, les effets pervers de la baisse de la consommation sur le tarif dans les entreprises locales de distribution.

Ainsi, nous souhaitons vous confirmer que la réponse transmise par la FNCCR à la consultation mentionnée l'est également en notre nom.

Je vous prie d'agréer, Madame la Présidente, l'expression de mes sincères salutations.

Le Président,  
Jean-Luc BARBERON  
Maire de Guewenheim

## **SDE22**

### **Réponse confidentielle**

## **Syndicat départemental d'énergies du Gers**

Bonjour,

veuillez recevoir la contribution de territoire d'énergie GERS signée par mon président en pièce jointe.

Bien cordialement,

M. Walcker

**ANNEXES**

- Contribution TE32 consultation ATRD7.pdf



Contribution TE32  
consultation ATRD7.pdf

**Communauté d'Agglomération Sarreguemines Confluences**

Afin de faciliter le développement de la production de gaz vert et la construction de tout un écosystème autour de ces infrastructures gazières, GRDF doit disposer des moyens nécessaires à la mise en œuvre des projets d'injection de gaz verts conformément à son ambition d'atteindre 50 TWh injectés en 2030. Cela nécessite dès à présent d'améliorer la performance des process de méthanisation et d'accélérer significativement le développement des nouvelles technologies de production de gaz verts.

La période ATRD7 (2024-2027) constitue une période charnière dans la dynamique de montée en puissance des gaz renouvelables et bas carbone. GRDF devra poursuivre son engagement à verdir le gaz afin de participer à la transition énergétique et garantir à l'ensemble de la filière de production de gaz renouvelables bas carbone un accès au réseau sécurisé, bien dimensionné et à un coût maîtrisé, grâce à des investissements adéquats fléchés vers la transition énergétique.

L'introduction par la CRE d'un mécanisme de pénalisation de tout dépassement de l'enveloppe cible d'investissements est susceptible d'entraver tout investissement supplémentaire nécessaire à l'injection des gaz renouvelables et bas carbone (raccordements, renforcement de réseaux...). GRDF est un opérateur responsable dont les programmes d'investissements sont soit liés à des obligations réglementaires, de raccordement, de sécurité..., soit discutés périodiquement avec les autorités concédantes, validés dans des programmes pluriannuels d'investissements, dont il est rendu compte chaque année.

L'introduction de ce mécanisme est en contradiction avec la volonté du législateur qui a bien conscience que les investissements en distribution sont décidés localement pour répondre à des besoins spécifiques locaux dans un cadre de cohérence.

Sur la période ATRD6, GRDF a pu répondre au développement de la filière de méthanisation et réaliser les investissements nécessaires à l'injection du biométhane.

Ainsi, tout mécanisme visant à limiter les investissements pourrait constituer un frein majeur au développement des gaz renouvelables et bas carbone, au moment même où les pouvoirs publics demandent à l'ensemble de la filière d'accélérer.

Le rôle de GRDF va au-delà du raccordement des sites et de la maximisation de la capacité d'injection, en réalisant des travaux de recherche sur la qualité et la compatibilité des différents gaz injectés. GRDF joue également un rôle important d'accompagnement des porteurs de projets et industriels pour réduire les coûts des matériels nécessaires à la production des gaz verts.

Il est stratégique pour la filière que GRDF, en tant qu'acteur majeur des projets d'injection du biométhane, et demain des gaz renouvelables et bas carbone, dispose des moyens humains et industriels pour assurer ses missions dans le cadre du droit à l'injection.

### **Syndicat mixte de l'Energie du Cambrésis**

Sur les investissements : En préalable, le TE Cambrésis SIDEC tient à rappeler que l'activité de la distribution publique de gaz est confiée par la loi à un concessionnaire (en l'occurrence GRDF) par les communes ou leurs groupements (Code général des collectivités territoriales). A ce titre, même s'il n'est pas de portée législative ou réglementaire, le contrat de concession fait foi entre les deux parties, chacune pour ce qui concerne ses droits et devoirs. Il est donc primordial que la CRE, autorité de régulation, ne sous-estime pas ce principe fondateur.

Si les dépenses visant la sécurité, les travaux et l'entretien du réseau, ou encore les investissements de GRDF devaient être limitées, les concédants propriétaires du réseau (ici le SIDEC Territoire d'énergie Cambrésis) pourraient légitimement s'interroger sur la capacité de GRDF à assurer l'entretien du réseau et son adaptation aux évolutions réglementaires, ainsi qu'à respecter ses engagements vis-à-vis des autorités concédantes.

L'exploitation et la maintenance des ouvrages de distribution constituent les missions régaliennes de GRDF, afin d'assurer la sécurité et la continuité de service pour ses clients.

GRDF doit donc disposer des moyens non seulement d'assurer la réalisation des interventions/travaux nécessaires au maintien en exploitation des ouvrages de distribution dont il a la responsabilité, et ce dans les délais prescrits, mais également de respecter ses engagements pris dans le cadre des contrats de concessions conformément aux attentes des collectivités locales, afin de préserver la pérennité du réseau, patrimoine des collectivités.

Toute réduction du budget de GRDF en matière d'achats de travaux et d'interventions sur le réseau (maintenance préventive et corrective notamment), mais également de prestations de service, limiterait de facto les actions menées avec les acteurs de la filière gaz, ce qui n'est pas souhaitable dans le contexte actuel très évolutif en matière de réglementations et de nouvelles normes, notamment dans le bâtiment.

L'arbitrage sans précédent préconisé par la CRE sur les postes de charges d'exploitation liés aux activités de maintenance préventive et corrective, se traduirait par une moindre capacité de GRDF à accéder aux demandes de ses prestataires de réviser les marchés pour tenir compte de la répercussion des hausses de coûts qu'ils subissent (salaires, approvisionnements, carburant...).

L'introduction par la CRE d'un mécanisme de pénalisation de tout dépassement de l'enveloppe cible d'investissements établie pour 4 ans est susceptible de limiter tout investissement supplémentaire nécessaire à la sécurité du réseau ou au respect des engagements pris auprès des collectivités locales.

Le mécanisme de pénalité envisagé par la CRE pour inciter « GRDF à maîtriser et à prioriser ses investissements » risque bel et bien, malgré ce qu'indique la CRE, de compromettre la capacité de GRDF à faire face à ses obligations, qu'il s'agisse des renouvellements de réseaux, des renforcement nécessaires à l'injection de biométhane ou de déplacements d'ouvrages à la demande des collectivités.

Cette limitation de facto du niveau d'investissements de GRDF pourrait avoir des effets contre-productifs à 2 niveaux :

1/ dans un contexte de forte hausse des coûts de prestations de travaux, qui excède largement la seule inflation constatée sur les prix à la consommation, l'effet prix peut



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

s'avérer très nettement supérieur à ce qui a été anticipé dans la prévision de GRDF et cela se traduira inévitablement par une augmentation des investissements, à volume inchangé, tenant compte des priorités en matière de sécurité et d'engagements vis-à-vis des collectivités.

2/ rien n'exclut qu'en cours de période, des investissements, non anticipés au moment de la détermination de l'enveloppe d'investissements soient rendus nécessaires par des impératifs de sécurité ou des besoins des collectivités locales (déplacements d'ouvrages par exemple). GRDF serait alors pénalisé s'il répondait à ces aléas en augmentant son volume d'investissements réalisés.

Sur les gaz verts :

Le département du Nord et la Région Hauts de France sont des territoires engagés pour le gaz vert et renouvelable.

L'arbitrage conséquent proposé par la CRE sur les achats et travaux en lien avec les gaz verts est en contradiction avec les attentes de la filière et des pouvoirs publics qui ambitionnent 50 TWh injectés sur les réseaux de gaz à l'horizon 2030 (cf. les dernières déclarations du Gouvernement à ce sujet).

Il est essentiel pour la filière que GRDF, en tant qu'acteur majeur de l'écosystème de l'injection dans les réseaux du biométhane, et demain des gaz renouvelables et bas carbone issus de nouveaux procédés de production, dispose des moyens humains et industriels pour assurer ses missions dans le cadre du droit à l'injection. Ce droit à l'injection est un acquis fort obtenu auprès des pouvoirs publics et un outil intelligent d'aménagement énergétique du territoire (pouvoir accueillir des projets méthanisation dans des zones rurales relativement peu consommatrices en permettant aux producteurs d'écouler la totalité de leur production vers des zones urbaines plus denses et plus consommatrices de gaz)

Le rôle de GRDF va également au-delà du raccordement des sites et de la maximisation de la capacité d'injection, en accompagnant les porteurs de projet (études, mise en relation, ...), en réalisant des progrès continus sur la qualité du gaz et la compatibilité des différents gaz injectés avec les usages des consommateurs, et en travaillant avec les industriels pour réduire les coûts des matériels nécessaires à la production des gaz verts.

Ce travail de partenariat avec l'ensemble de la filière (acteurs publics, collectivités, entreprise privées...) est un facteur de réussite pour la poursuite de la dynamique de verdissement du gaz et la décarbonation qui est la pierre angulaire de la volonté politique exprimée par l'ensemble des acteurs du secteur de l'énergie.

Sur les actions de Maîtrise des Dépenses Énergétiques (MDE), aval compteur et transition énergétique :

Nous constatons à regret dans les arbitrages globaux présentés dans la consultation publique et dans le rapport de l'auditeur publié en annexe de la consultation, qu'il est bien fait mention d'un arbitrage défavorable de 30 M€ en cumul sur la période ATRD7 sur les dépenses relatives diagnostics gaz et les actions de communication, notamment visant à accompagner les clients dans leurs actions de maîtrise de l'énergie.

Nous attirons l'attention de la CRE sur le fait que les enjeux de transition énergétique dans laquelle s'intègrent la maîtrise de l'énergie, la décarbonation ou encore la sobriété font l'objet d'engagements de GRDF au titre d'une clause du contrat de concession, à laquelle l'opérateur ne peut se soustraire.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Si les arbitrages proposés par la CRE étaient confirmés, cela se traduirait par un affaiblissement des actions d'accompagnement de GRDF auprès des clients et des collectivités, et notamment les actions de lutte contre la précarité énergétique, reconnue pourtant comme un enjeu majeur par les pouvoirs publics.

### **Sigeif**

Le Sigeif, acteur incontournable de l'énergie en Île-de-France

Le Sigeif, en tant que premier syndicat d'énergie en France, joue un rôle crucial dans la distribution d'énergie depuis 1904.

A ce jour, le Sigeif est propriétaire de plus de 9 500 km de réseau de distribution publique de gaz pour nos 189 communes adhérentes à cette compétence, de plus de 9 300 km de réseau de distribution publique d'électricité pour nos 66 communes adhérentes et d'environ 1 000 points de recharge pour les véhicules électriques pour nos 102 communes adhérentes. S'agissant de mobilité durable, le Sigeif a créé dès 2016 la Sem Sigeif Mobilités qui développe des stations de bioGNV pour les véhicules lourds visant à réduire de 80% les émissions de CO<sub>2</sub> et la quasi-totalité des particules fines. Le syndicat coordonne également un groupement d'achat de gaz pour plus de 480 membres représentant 3 TWh/an et environ 11 000 points de comptage. Enfin, le Sigeif est engagé dans le développement des énergies renouvelables (photovoltaïque, biométhane et chaleur renouvelable) et dans la rénovation énergétique.

La gouvernance partagée des investissements sur le territoire du Sigeif et des actions pour la transition énergétique

Depuis sa création, le Syndicat a vécu plusieurs transitions gazières aussi bien sur la nature du gaz que dans ses usages. Il sait mieux que d'autres que le tarif est un outil influant sur les transformations nécessaires pour un service public de qualité et durable.

Si les évolutions proposées concernent 1,2 million d'usagers raccordés à notre réseau public de gaz et profitent par la péréquation aux autres autorités concédantes, nous souhaitons toutefois garder la maîtrise des investissements et des actions de transition énergétique sur notre territoire.

Après avoir assisté la FNCCR dans la négociation du nouveau modèle de convention, nous avons de fait décliné le modèle pour le Sigeif pour tenir compte de nos singularités locales (renouvellement important de canalisations en fonte ductile, plus de 100 000 conduites d'immeubles, ...) avec un schéma directeur des investissements (SDI) sur 30 ans ainsi qu'un plan d'actions quinquennal pour la transition énergétique ambitieux (TE) qui a vocation à être renouvelé et actualisé à l'issue de chaque période. Ce nouveau contrat signé avec GRDF en octobre 2022 renforce la gouvernance locale partagée pour réussir la transition énergétique avec un gaz renouvelable avant le terme du contrat acheminé en sécurité auprès des usagers.

Or, si nous sommes favorables à de nombreuses propositions faites (voir réponses portées par la FNCCR), plusieurs pistes risquent de freiner la dynamique engagée sur le territoire du Sigeif sur ces deux volets (Schéma Directeur des Investissements et actions pour la Transition Énergétique) avec un cadrage national fort ayant des retombées locales.

**ANNEXES**

- 20231118-ConsultationATRD7-ContributionSigeif.pdf

**FEDERATION DEPARTEMENTALE D'ENERGIES DE LA SOMME**

Madame la Présidente,

La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a lancé une consultation publique (Consultation publique n°2023-08 du 12 octobre 2023 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF – CRE) afin de fixer le prochain tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution de gaz exploités par GRDF (ATRD7, pour la période 2024-2027) et propriété des collectivités locales.

Cette consultation publique présente de forts enjeux alors que le rôle du réseau de distribution de gaz est reconnu fondamental dans le système énergétique français sur le moyen et long-terme. Aussi en complément de la réponse présentée par la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), la FDE 80, autorité organisatrice de la distribution de gaz dans la Somme que je préside souhaite attirer votre attention sur le fait que le Syndicat est très attaché à un haut niveau d'investissement sur le réseau pour assurer d'une part la sécurité des usagers et d'autre part le développement du gaz vert.

Dans ces temps de transition, il nous semble nécessaire d'assurer encore plus une péréquation nationale, afin de permettre le maintien de cette belle entreprise nationale qu'est GRDF, entreprise qui doit avoir les moyens de poursuivre ses actions, alors que la jeune filière de biométhane est en devenir et pourra fournir en gaz vert les entreprises qui ne pourront jamais se passer de cette énergie dans leur process. C'est une opportunité pour les territoires ruraux qui maîtrisent les entrants et une industrie non délocalisable, avec un réseau d'acheminement existant et sécurisé.

Je vous prie de croire, Madame la Présidente, en l'expression de mes sentiments distingués

Le Président de la FDE 80

**TERRITOIRE D'ENERGIE FLANDRE**

Madame la Présidente,

La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) a lancé une consultation publique (Consultation publique n°2023-08 du 12 octobre 2023 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF – CRE) afin de fixer le prochain tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution de gaz exploités par GRDF (ATRD7, pour la période 2024- 2027) et propriété des collectivités locales.

Cette consultation publique présente de forts enjeux alors que le rôle du réseau de distribution est reconnu fondamental dans le système énergétique français sur le moyen et long terme.

Aussi en complément de la réponse présentée par la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies), le Syndicat d'énergie Territoire d'énergie Flandre que je préside souhaite attirer votre attention sur le fait que le Syndicat est très attaché à un haut

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

niveau d'investissement sur le réseau pour assurer d'une part la sécurité des usagers et d'autre part le développement du gaz vert.

Dans ces temps troubles, il nous semble nécessaire d'assurer encore plus une péréquation nationale, afin de permettre le maintien de cette belle entreprise nationale qu'est GRDF, entreprise qui doit avoir les moyens de poursuivre ses actions, malgré des réglementations qui favorisent plus l'électricité, alors que la jeune filière de biométhane est en devenir et pourra fournir en gaz vert les entreprises qui ne pourront jamais se passer de cette énergie dans leur process. C'est une opportunité pour les territoires ruraux qui maîtrisent les entrants et une industrie non délocalisable, avec un réseau d'acheminement existant et sécurisé.

Je vous prie de croire, Madame la Présidente, en l'expression de mes sentiments distingués.

Le Président du SIECF TE Flandre,

Michel DECOOL

**Syndicat Départemental d'énergie du Tarn et Garonne**

**Réponse confidentielle**

**FNCCR**

**Réponse confidentielle**

**Territoire Energie Mayenne**

**Réponse confidentielle**

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

**TRYON**

Bonjour,

Voici notre contribution à cette consultaion :

Les budgets de R et D de GRDF ont permis notamment de réaliser un catalogue très intéressant des acteurs du marché biodéchets.

211004\_GRDF\_Revuedesolutions\_web.pdf

C'est une très bonne démarche qui permet d'appuyer notre développement en nous donnant de la visibilité. Et donc de favoriser la bonne mobilisation des biodéchets au profit de plus de gaz vert, sujet encadré par des obligations réglementaires à l'échéance (biodéchets Agec).

Très reconnaissants, comme d'autres acteurs de la filière, nous recommandons ce genre de soutiens avec encore plus d'efforts et de budget. Ainsi que des idées pour les prochaines orientations :

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

1) améliorer la connaissance des installations sur les territoires, dresser une cartographie française à jour des installations existantes par typologies: step, ISD, déconditionneur, agréments sanitaires... il y a eu certaines initiatives (Sinoe...) mais aucune maintenue.. Or c'est essentiel pour la bonne compréhension et prise de décision des acteurs territoriaux collectivités comme porteurs de projets.

2) améliorer la flexibilité des postes d'injection, à la fois avec plus d'amplitude sur le débit admissible pour accompagner des évolutions de capacité dans le temps, et à la fois avec plus de flexibilité sur les variations opérationnelles journalières.

Merci

Cordialement

### **CH4PROCESS**

CH4Process est une société autonome engagée dans le partage de la connaissance sur les sujets biogaz et énergies. En ce sens, les membres de ses équipes à Reims (51) et Saint Ouen (93) participent régulièrement à la vie de la filière (Codir Club Biogaz, participants à différents Comités Stratégiques de Filière (CSF), membre du comité consultatif du CTBM, etc.).

L'activité principale de CH4Process est l'assistance technique à l'exploitation et la fabrication de machines spéciales (traitement et compression gaz complexes), ce qui place ses équipes en contact direct avec les exploitants d'unités de méthanisation et valorisation du biogaz (injection, cogénération, chaudière).

Entreprise indépendante créée en 2015, CH4Process est reconnue de l'Economie Sociale et Solidaire (ESS) et s'efforce à :

=> participer au partage et à la diffusion des bonnes pratiques dans le biogaz et les énergies renouvelables ;

=> aider à la réindustrialisation en France en privilégiant des prestataires et fournisseurs nationaux ;

=> travailler avec une logique décentralisée, s'organisant en agences régionales autonomes et légitimes sur leur territoire ;

=> partager la valeur ajoutée créée au sein de ses équipes.

Ces éléments se retrouvent par ailleurs dans les statuts de l'entreprise et dès le préambule puis dans les « Objectifs et missions » et dans l'article 2 « Objectif et mission ».

A noter, CH4PROCESS est dispose également des labels « Initiative remarquable » du réseau Initiative France et « Coq Vert » de la BPI.

### **SAS NEVEZUS**

NEVEZUS est une entreprise opérant dans le secteur des énergies renouvelables, avec une spécialisation marquée pour la méthanisation. Sa vision repose sur la combinaison de la valorisation des matières organiques pour produire de l'énergie renouvelable et



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

l'utilisation des technologies les plus avancées, notamment l'intelligence artificielle. Le produit phare de NEVEZUS, BIOGAZ-IA®, incarne cette fusion en offrant une solution d'optimisation pour les installations de méthanisation basée sur l'IA. C'est dans ce contexte que s'inscrit notre démarche de contribution.



### Producteur (anonyme)

En tant que producteur de biométhane la révision des timbres d'injection viendrait faire augmenter subitement mes charges d'utilisation du réseau /poste d'injection. Pour une Cmax de 45 Nm3/h l'augmentation du timbre 3 (présence de rebours sur la maille) est de 4500 k€/an et l'ajout du terme capacitaire atteindrait la somme de 1516,5 €/an soit plus de 1% de mon chiffre d'affaires. Une hausse des coûts d'injection qui intervient après la construction du business plan. Depuis, la hausse des coûts de compression du biométhane vers le réseau et des coûts de fonctionnement se font ressentir du fait de la crise qui intervient ces deux dernières années.

### SPAC

Spac est une entreprise créée en 1945 et spécialisée dans la pose des réseaux enterrés. Spac intervient pour la plupart des gestionnaires de réseaux, GRTgaz, Teréga, GRDF, Storengy, RTE et Enedis en particulier.



Nous sommes favorables au principe de maîtrise des coûts des investissements dans les réseaux. Il nous semble cependant que les mécanismes de cette maîtrise négligent la juste rémunération des entreprises de travaux au regard des prestations réalisées. Les évolutions proposées pourraient avoir un impact direct et néfaste sur notre volume d'activités et notre rentabilité, traditionnellement faible, qui s'avérerait difficilement conciliable avec l'objectif de qualité de service.

### **ENGIE**

ENGIE remercie la CRE pour l'ensemble des travaux, ateliers, concertations et consultations, menés en 2023 autour des enjeux associés à la prochaine génération des tarifs d'infrastructures gazières.

En propos liminaire à cette réponse, ENGIE appelle l'attention de la CRE sur les éléments suivants :

- Les tarifs d'accès aux infrastructures doivent garantir une juste rémunération des actifs d'infrastructures. Dans l'environnement macroéconomique actuel, il semble utile d'adapter le calcul du CPMC pour que ce taux traduise l'évolution des conditions de financement et rémunère correctement le capital investi. En tout état de cause, seule la borne haute de la fourchette de CPMC indiquée par la CRE apparaît à même de garantir cette juste rémunération.
- Dans le contexte de crise énergétique de ces derniers mois et face aux enjeux de long terme du système gazier, il est de première importance que les principes et modalités de régulation retenus pour la prochaine période tarifaire assurent la pérennité de l'activité du distributeur et de son modèle économique.

A cet égard :

- ENGIE juge que la R et D et l'innovation font partie des missions du gestionnaire de réseaux de distribution et ne partage pas la proposition du régulateur de les baisser. Les 4 thématiques de R et D présentées par l'opérateur font partie intégrante de sa mission et nous semblent devoir être incluses intégralement dans les trajectoires de charges à couvrir.
- Concernant le biométhane, et les gaz renouvelables, tous les moyens incitatifs ou favorables au développement de cette énergie locale, renouvelable et bénéfique au tissu économique, doivent être mis en œuvre. ENGIE est donc favorable à un accompagnement de toute cette filière de production de gaz renouvelables et bas-carbone par les tarifs d'infrastructures – ce qui passe par une stabilité du timbre d'injection et du périmètre des charges à couvrir par ce timbre.
- S'agissant de la structure du tarif de distribution, ENGIE estime que les évolutions apportées (ajout d'un terme de débit, possible changement de seuil) doivent permettre de mieux prendre en compte la baisse et le caractère moins régulier des consommations unitaires et d'anticiper sur une structure qui, à terme, devra donner un poids croissant à des parts fixe ou capacitaire pour assurer la pérennité du modèle économique des opérateurs de réseaux.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

- Enfin, la régulation est garante de la stabilité et de la visibilité financières apportées aux activités d'infrastructures. Parce que cette stabilité et visibilité revêtent une importance fondamentale, ENGIE considère que les pistes identifiées par la CRE pour répondre aux enjeux de ciseau tarifaire ne peuvent être mises en œuvre dès la prochaine période tarifaire et doivent s'envisager de façon progressive dans le futur. En particulier, une évolution du modèle actuel reposant sur une BAR indexée sur l'inflation et un taux de rémunération réel, constituerait une rupture brutale du cadre tarifaire.

### **SAS MD CO2**

Bonjour,

Je me permets d'écrire ces quelques lignes en tant que lauréat de l'appel à projet GRDF "Valoriser le CO2 biogénique de méthanisation dans l'industrie agroalimentaire" avec notre société SAS MD CO2 sis à Bar-sur-Seine.

Nous avons remporté cet appel à projet suite à notre accord trouvé avec un industriel du Grand-est qui va récupérer 100% de notre CO2 avec l'aide de deux autres méthaniseurs. Au total c'est 12.000 tonnes de CO2 vert qui seront consommés au lieu du CO2 fossile.

Nous avons également investi dans un laboratoire de filière qui permettra aux autres méthaniseurs d'analyser leur CO2 et de le commercialiser auprès de leurs clients locaux. Sans l'appel à projet GRDF, nous n'aurions jamais lancé les études pour ce nouveau projet de diversification et de durabilité.

J'apporte donc tout mon soutien à GRDF pour qu'ils continuent à lancer des AAP dans le futur car nous avons besoin d'eux pour basculer de l'innovation à l'exploitation, ce qui est le cas du Bio CO2.

Vous pouvez vous rendre sur notre site internet pour mieux comprendre notre valorisation de CO2 grâce à GRDF: <https://mdbiogaz-co2.fr/>

### **prodeval**

Merci de nous interroger sur ce sujet sensible à nos yeux.

PRODEVAL est une société drômoise de 400 personnes et qui fait travailler en Rhône Alpes plus de 600 personnes supplémentaires dans son réseau de sous-traitances. En 10 ans, grâce au soutien de la filière, nous avons pu développer des technologies reconnues mondialement et créer 1 CDI par semaine depuis 7 ans en emplois directs (le double en emplois indirects).

Il nous reste encore beaucoup d'étapes pour pérenniser le savoir-faire de ces 10 dernières années et cela passe par le développement d'une industrie forte et d'un réseau de maintenance spécialisé :

- usine d'assemblage dédiée dans la Drôme (première mondiale)
- mise aux normes internationales
- développement du réseau de fournisseur
- développement des méthodes qualités et sécurités
- développement du centre de formation
- développement de nouvelles technologies et leurs industrialisations

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Tous ces développements se font en relation étroites avec d'autres acteurs de la filière.

GrdF participe fortement au développement de la filière par :

- des appels à projets permettant d'initier des développements nécessaires pour la filière
- le soutien / l'accompagnement lors de développements de nouvelles technologies
- la mise en relation par la création d'évènements professionnels

Le dernier exemple en date est le soutien au développement d'une solution de liquéfaction du CO2 pour réduire l'intensité carbone du biométhane.

Ne pas réduire les moyens pour le développement de cette filière est donc primordial. Le biométhane est une Enr qui sera indispensable à l'avenir.

Le soutien de la filière nous permettra de maintenir une excellence française qui sera exportée dans le monde tout en préservant les emplois locaux.

### **Phinelec**

**Réponse confidentielle**

### **CVE biogaz / Marque Ecovalim**

**Réponse confidentielle**

**Réponse non confidentielle**

[projet-methanisation.grdf.fr/cms-assets/2021/11/211004\\_GRDF\\_Revuedesolutions\\_web.pdf](https://projet-methanisation.grdf.fr/cms-assets/2021/11/211004_GRDF_Revuedesolutions_web.pdf)

### **Producteur (anonyme)**

En tant que producteur de biométhane la révision des timbres d'injection viendrait faire augmenter subitement mes charges d'utilisation du réseau / poste d'injection. Pour une Cmax de 250Nm3/h l'augmentation du timbre 3 (présence de rebours sur la maille) est de 25000 k€/an et l'ajout du terme capacitaire atteindrait la somme de 8425 €/an soit plus de 1% de mon chiffre d'affaires. Une hausse des coûts d'injection qui intervient après la construction des business plan. Depuis, la hausse des coûts de compression du biométhane vers le réseau et des coûts de fonctionnement se font ressentir du fait de la crise qui intervient ces deux dernières années.

### **Biométhane de l'Aisne**

**Réponse confidentielle**

### **Producteur (anonyme)**

En tant que producteur de biométhane la révision des timbres d'injection viendrait faire augmenter subitement mes charges d'utilisation du réseau / poste d'injection. Pour une

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Cmax de 215 Nm<sup>3</sup>/h l'augmentation du timbre 3 (présence de rebours sur la maille) est de 21500 k€/an et l'ajout du terme capacitaire atteindrait la somme de 7245 €/an soit plus de 1% de mon chiffre d'affaires. Une hausse des coûts d'injection qui intervient après la construction des business plan. Depuis, la hausse des coûts de compression du biométhane vers le réseau et des coûts de fonctionnement se font ressentir du fait de la crise qui intervient ces deux dernières années.

**Producteur (anonyme)**

« Producteur de biométhane en région IDF la révision des timbres d'injection viendrait faire augmenter subitement mes charges d'utilisation du réseau / poste d'injection. Pour une Cmax de 190 Nm<sup>3</sup>/h l'augmentation du timbre 3 (présence de rebours sur la maille) est de 19000 €/an et l'ajout du terme capacitaire atteindrait 6400 €/an soit plus de 1% de mon chiffre d'affaires. Une hausse des coûts d'injection qui intervient après la construction des business plan. Depuis, la hausse des coûts de compression du biométhane vers le réseau et des coûts de fonctionnement se font ressentir du fait de la crise qui intervient ces deux dernières années. »

J'ajouterais que ce projet de hausse s'ajoute aux nombreuses hausses connues ce jour : frais d'entretien, masse salariale, énergie, prestation extérieure.

Tous ces éléments participent à affaiblir notre trésorerie et le développement de notre projet en Sud Essonne.

**Producteur (anonyme)**

Bonjour,

Je souhaite m'exprimer en tant que producteur de biométhane, depuis la mise en service il y a deux ans les charges n'ont fait que augmentées (énergies, intrants, maintenance) et sont beaucoup plus élevées que dans le prévisionnel. Une révision du timbre d'injection (timbre 3 pour nous) viendrait augmenter significativement nos charges d'utilisation du réseau et du poste d'injection. Pour nous avec notre production de 85 Nm<sup>3</sup> cela représenterait plus de 10 000€ par an!

Dans notre secteur c'est GRDF qui à inciter beaucoup de producteur à ce lancer dans la production de biométhane, le secteur à été très réactif et nous avons déjà été pénalisé (en 2022) par les retards de GRDF pour la mise en service de leurs rebours qui nous à obligé à limité notre production, nous sommes aussi pénalisé dès qu'il y a des pannes sur le rebours. Je pense donc que nous subissons assez et que ce n'est pas à nous de payé la hausse des coûts d'utilisation du réseau.

Cordialement

**Producteur (anonyme)**

Bonjour,

Je suis producteur de biométhane dans le cadre d'une unité de méthanisation. La modification du timbre 3 me fait augmenter mes charges de 8914 € par an, soit 0,42 % de mon chiffre d'affaires.

Merci de tenir compte de tels changements significatifs dans vos prises de décisions et de trouver une solutions compensatrice, tarifaire ou autre.

Bien cordialement

### **Producteur (anonyme)**

En tant que producteur de biométhane la révision des timbres d'injection viendrait faire augmenter subitement mes charges d'utilisation du réseau / poste d'injection. Pour une Cmax de 80 Nm<sup>3</sup>/h l'augmentation du timbre 3 (présence de rebours sur la maille) est de 8 000€/an et l'ajout du terme capacitaire atteindrait la somme de 2 696€/an soit plus de 1% de mon chiffre d'affaires. Une hausse des coûts d'injection qui intervient après la construction des business plan. Depuis, la hausse des coûts de compression du biométhane vers le réseau et des coûts de fonctionnement se font ressentir du fait de la crise qui intervient ces deux dernières années.

### **Producteur (anonyme)**

En tant que producteur de biométhane la révision des timbres d'injection viendrait faire augmenter subitement mes charges d'utilisation du réseau / poste d'injection. Ce n'est pas au producteur d'énergies renouvelables et locales d'assumer ces coûts mais bien aux orientations politiques énergétiques nationales de faire en sorte d'imputer ces coûts aux importations de gaz fossile.

Pour une Cmax de 315 Nm<sup>3</sup>/h l'augmentation du timbre 3 (présence de rebours sur la maille) est de 31500 €/an et l'ajout du l'ajout du terme capacitaire atteindrait la somme de 10615 €/an soit plus de 1% de mon chiffre d'affaires. Une hausse des coûts d'injection qui intervient après la construction des business plan. Depuis, la hausse des coûts de compression du biométhane vers le réseau et des coûts de fonctionnement se font ressentir du fait de la crise qui intervient ces deux dernières années. Ces orientations découlent d'une volonté de miser la souveraineté énergétique nationale sur le tout électrique qui est une aberration. Car c'est bien le mix énergétique qui permettra d'assurer une certaine indépendance nationale en matière d'énergie.

### **ENI**

La hausse moyenne de +30% envisagée par la CRE pour le prochain exercice tarifaire, largement supérieure à l'inflation et au besoin de compensation des pertes liées au plafonnement du CRCP, est extrêmement élevée pour les consommateurs finals de gaz. Elle doit être appréciée au regard des fortes hausses à venir sur l'intégralité des composantes de la facture d'un consommateur de gaz présentées ci-dessous.

Part approvisionnement : un prix de la molécule durablement soumis aux aléas géopolitiques qui peuvent conduire à des hausses très élevées des prix du gaz, comme cela a été le cas en 2021 et 2022.

Coûts commerciaux :

1. une hausse extrêmement importante de l'obligation CEE dès 2025 (+ 50% en 2026 suivie du doublement de la 6ème période), qui conduira inéluctablement à une augmentation

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

significative du prix des CEE. Selon les estimations pourtant très conservatives de la DGEC ce poste pourrait passer de 7-8 €/MWh à 14 €/MWh ;

2. une trajectoire haute de restitution des CPB dès 2026<sup>1</sup> qui sera pricing au niveau de la pénalité dans les offres (100 €/CPB manquant), compte tenu du manque de projets pour répondre à cette obligation et d'un marché secondaire non liquide. Nous estimons le coût du CPB à 6,59 €/MWh en 2028 en tenant compte d'une obligation de restitution pour les fournisseurs de 0,0659 CPB/MWh PCS.

Fiscalité :

1. un doublement de la TICGN prévu dans le projet de loi de finances pour 2024, la faisant monter jusqu'à 16,37 €/MWh contre 8,37 €/MWh aujourd'hui ;

2. l'extension par l'Europe de l'EU ETS aux bâtiments et aux transports.

En tout état de cause, il est essentiel que la CRE limite au strict minimum la hausse de la part acheminement, en demandant un effort de productivité réel à GRDF.

De même, la pertinence des évolutions en structure doit être évaluée au regard de leur ratio coûts/bénéfices pour la collectivité. Celui-ci n'étant pas démontré, nous nous opposons à l'introduction d'un terme de débit.

Par ailleurs, nous rappelons que nous connaissons déjà des difficultés avec GRDF pour obtenir des données de consommation fiables (critère qualitatif). L'introduction de ce terme générera de nouveau de la complexité or le rôle de la CRE est de simplifier la structure tarifaire.

Concernant les OPEX couvertes par le tarif, la CRE doit organiser un vrai partage des gains de productivité réalisés par GRDF : (i) en veillant à la prise en compte de 100% de ces gains pour déterminer la trajectoire de l'ATRD<sup>7</sup> et (ii) en limitant au strict minimum les hausses additionnelles. A ce titre, nous estimons que le budget R&D couvert par le tarif doit être strictement limité aux projets liés au réseau de gaz présentant un retour sur investissement positif sur un horizon de temps inférieur à 10 ans.

Concernant les CAPEX couverts par le tarif, nous sommes défavorables à une évolution de la méthodologie de calcul du CMPC utilisée par la CRE depuis plusieurs années, juste au moment où elle devient moins favorable aux opérateurs.

La réduction de la consommation de gaz étant le résultat d'une politique publique en faveur de la transition énergétique, par la sortie des énergies fossiles et l'électrification des usages, il n'est pas envisageable de laisser les consommateurs de gaz porter seuls la totalité du coût. Il convient de définir des modalités permettant de partager ce coût entre :

1. les opérateurs et leurs actionnaires, qui ne peuvent plus exiger les mêmes niveaux de rémunération et devront accepter de porter une partie des coûts échoués,
2. les consommateurs, via l'évolution de l'ATRD, et
3. l'Etat, à travers son budget.

### **Anode**

La hausse moyenne de +30% envisagée par la CRE pour le prochain exercice tarifaire, largement supérieure à l'inflation et au besoin de compensation des pertes liées au plafonnement du CRCP, est extrêmement élevée pour les consommateurs finals de gaz.



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Elle doit être appréciée au regard des fortes hausses à venir sur l'intégralité des composantes de la facture d'un consommateur de gaz présentées ci-dessous.

Part approvisionnement : un prix de la molécule durablement soumis aux aléas géopolitiques qui peuvent conduire à des hausses très élevées des prix du gaz, comme cela a été le cas en 2021 et 2022.

Coûts commerciaux :

1. une hausse extrêmement importante de l'obligation CEE dès 2025 (+ 50% en 2026 suivie du doublement de la 6ème période), qui conduira inéluctablement à une augmentation significative du prix des CEE. Selon les estimations pourtant très conservatives de la DGEC ce poste pourrait passer de 7-8 €/MWh à 14 €/MWh ;

2. une trajectoire haute de restitution des CPB dès 2026<sup>1</sup> qui sera pricée au niveau de la pénalité dans les offres (100 €/CPB manquant), compte tenu du manque de projets pour répondre à cette obligation et d'un marché secondaire non liquide. Nous estimons le coût du CPB à 6,59 €/MWh en 2028 en tenant compte d'une obligation de restitution pour les fournisseurs de 0,0659 CPB/MWh PCS.

Fiscalité :

1. un doublement de la TICGN prévu dans le projet de loi de finances pour 2024, la faisant monter jusqu'à 16,37 €/MWh contre 8,37 €/MWh aujourd'hui ;

2. l'extension par l'Europe de l'EU ETS aux bâtiments et aux transports.

En tout état de cause, il est essentiel que la CRE limite au strict minimum la hausse de la part acheminement, en demandant un effort de productivité réel à GRDF.

De même, la pertinence des évolutions en structure doit être évaluée au regard de leur ratio coûts/bénéfices pour la collectivité. Celui-ci n'étant pas démontré, nous nous opposons à l'introduction d'un terme de débit.

Par ailleurs, nous rappelons que nous connaissons déjà des difficultés avec GRDF pour obtenir des données de consommation fiables (critère qualitatif). L'introduction de ce terme générera de nouveau de la complexité or le rôle de la CRE est de simplifier la structure tarifaire.

Concernant les OPEX couvertes par le tarif, la CRE doit organiser un vrai partage des gains de productivité réalisés par GRDF : (i) en veillant à la prise en compte de 100% de ces gains pour déterminer la trajectoire de l'ATRD7 et (ii) en limitant au strict minimum les hausses additionnelles. A ce titre, nous estimons que le budget R&D couvert par le tarif doit être strictement limité aux projets liés au réseau de gaz présentant un retour sur investissement positif sur un horizon de temps inférieur à 10 ans.

Concernant les CAPEX couverts par le tarif, nous sommes défavorables à une évolution de la méthodologie de calcul du CMPC utilisée par la CRE depuis plusieurs années, juste au moment où elle devient moins favorable aux opérateurs.

La réduction de la consommation de gaz étant le résultat d'une politique publique en faveur de la transition énergétique, par la sortie des énergies fossiles et l'électrification des usages, il n'est pas envisageable de laisser les consommateurs de gaz porter seuls la totalité du coût. Il convient de définir des modalités permettant de partager ce coût entre :

1. les opérateurs et leurs actionnaires, qui ne peuvent plus exiger les mêmes niveaux de rémunération et devront accepter de porter une partie des coûts échoués,

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

2. les consommateurs, via l'évolution de l'ATRD, et

3. l'Etat, à travers son budget.

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

### **ENEDIS**

#### **Réponse confidentielle**

#### **Réponse non confidentielle**

Enedis souhaite répondre à la consultation publique de la Commission de Régulation de l'Energie Relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF 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 distributeur et notamment d'accompagner les défis liés à l'évolution du réseau et à la transition écologique.

## **Autres acteurs**

### **Particulier (anonyme)**

Le gestionnaire du réseau de distribution du gaz doit avoir les moyens humains, financiers pour assurer la maintenance, l'exploitation et la sécurité du réseau.

### **SATO**

SATO entreprise de Terrassement et de raccordement intervient en maintenance ou en renouvellement de conduite de Gaz pour le compte de GRDF, c'est à ce titre que nous répondons aux questions de cette consultation.

### **Particulier (anonyme)**

Cette hausse annoncée pour 2024 pose une question de fond. Le gouvernement ne peut pas décider d'une augmentation de 30% largement due à la compensation des baisses de recettes et, en même temps, orchestrer lesdites baisses de recettes par des interdictions d'extension du réseau à de nouveaux clients (interdiction de chaudières à gaz dans les maisons neuves, voire interdiction de remplacer de vieilles chaudières par des chaudières à gaz de nouvelle génération, comme il a été question). A moins, évidemment, s'il s'agit d'un nouveau "signal prix" destiné à décourager l'utilisation du gaz. Dans ce cas, le coût de la distribution du gaz va devenir insupportable pour "ceux qui restent" et naturellement accélérer le processus de dégradation du réseau. Si on veut tuer le réseau de gaz (patrimoine de plus de cent milliards?), qu'on le dise clairement.

### **Particulier (anonyme)**

Les médias nous annoncent que le coût du gaz est 5 fois moins cher qu'il y a 12 mois. Et pourtant il y a une nette différence dans ce qu'on nous facture.

## **VERBATIM**

---

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Je suis client contraint et forcé d'ES (Electricité de Strasbourg) car je suis en zone ELD et donc en zone de monopole. Selon ES non, car on a la possibilité d'aller chez Ekwateur .... et tous les autres non. Ces derniers prétendent que le système de facturation est fait de tel sorte qu'ils ne peuvent pas s'implanter.

Ci-joint le prix de ma consommation datée :

\*01.11.23: 0.07511

\*01.10.23 : 0.07127

\*01.07.23: 0.06675

\*01.01.22: 0.06039

\*01.10.21: 0.05684

\*01.01.21: 0.03395

\*01.08.20: 0.027240

Sur 2 ans, du 01.10.21 au 01.11.23 on a subi une augmentation de 32.142 %

Et du 01.08.20 au 01.11.23 on a subi une hausse de 175.73 % ... c'est juste hallucinant.

Et à en croire votre site dont la valeur au 10.11.23 est annoncé à 0.078 (ES Strasbourg), ma facture de décembre va encore augmenté, puisqu'au 10.10.23 votre tableau annonçait 0.07282, au 08.09.23 c'était 0.06898 et au 04.08.23 c'était 0.05977

Bref on continue de payer de plus en plus cher alors que le coût du gaz a nettement chuté .... d'où la question qui est-ce qui s'en met plein les poches ????

Question hors sujet, avez-vous les mêmes données de fixation des prix pour l'électricité ? Ce serait intéressant.

### **territoire d'énergie orne**

Le Te61 partage le bilan positif dressé.

### **TERRITOIRE D'ENERGIE LOT-ET-GARONNE**

**Réponse confidentielle**

### **FCE CFDT**

La FCE CFDT acteur syndical engagé, répond à la consultation à chaque période tarifaire. La FCE CFDT forte d'analyses et d'études porte des valeurs et des solutions.

### **QUALIGAZ EVONIA**

QUALIGAZ EVONIA est le principal organisme de contrôle des installations de gaz des logements (accréditation COFRAC n°3-073, section inspection, portée disponible sur [www.cofrac.fr](http://www.cofrac.fr)). Nous réalisons ainsi plus de 60 000 contrôles chaque année.

### **Bio Tank**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Nous avons été accompagnés et aidés par GRDF depuis 2020 lors de leur démarche pour mettre en lumière les strat-up prometteuses dans le domaine de la méthanisation. Ils nous ont depuis offert une belle mise en avant de nos solutions et leur aide a été précieuse pour notre développement.

### **Particulier (anonyme)**

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.

### **CEA**

Le CEA travaille avec GRDF sur des sujets de R et D portant sur la transition énergétique et sur l'objectif de 100% de gaz vert à l'horizon 2050.

### **AgroParisTech**

Nous souhaitons exprimer ici la position d'AgroParisTech concernant la consultation de la Commission de Régulation de l'Energie du 12 octobre 2023 sur les évolutions envisagées dans le futur tarif de distribution de gaz naturel de GRDF applicable pour la période 2024-2027. Cette position concerne plus spécifiquement la recommandation de la CRE d'exclure les projets relatifs à l'optimisation de la production de biométhane pour la définition de la borne basse du budget de Recherche et Développement de GRDF (question 34 de la consultation publique).

### **Particulier (anonyme)**

Les particuliers sont étouffés par ces hausses successives répétées. Il est du devoir des pouvoirs publics d'inverser la tendance et de privilégier les politiques de diminution des quantités énergétiques de gaz utilisées avec par exemple la promotion des chauffe-eau solaires.

### **Moulinot Compost & Biogaz**

**Réponse confidentielle**

### **Gilles Hébrard (INSA Toulouse)**

**Réponse de l'INSA de Toulouse à la consultation R et D lancée par la CRE**

La commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché sur les évolutions envisagées dans le futur tarif de distribution de gaz naturel (ATRD7) de GRDF applicable pour la période 2024-2027.

Cette consultation s'inscrit dans le cadre des orientations de la prochaine Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), qui engagera concrètement notre pays vers la neutralité carbone à l'horizon 2050. Afin d'atteindre ces objectifs ambitieux, elles prévoient une diminution progressive de la consommation de gaz et **une hausse de la production de biométhane**. Il est nécessaire de préparer les réseaux de distribution de gaz à ces enjeux tout en maîtrisant les coûts dans la durée

**L'INSA de Toulouse** est une école d'ingénieur en 5 ans, qui participe activement, via la **chaire INSA/GRDF « Innovation Biogaz »** signée en 2019, au soutien du développement de la filière Biogaz.

Depuis 2019, c'est un nombre important de projets de recherche qui ont pu être soutenus pour contribuer fortement au développement de la filière Biogaz dans son ensemble.

C'est ainsi que le projet **EPUROGAZ** correspondant à la création d'un épurateur de biogaz adapté aux petits débits de production de biométhane, passe aujourd'hui en phase de commercialisation ; il sera présenté en janvier 2024, au prochain salon Bio360° de Nantes. Cet épurateur 100% Français, a été développé dans le laboratoire TBI de l'INSA de Toulouse et il est aujourd'hui soutenu en phase de co-maturation commerciale par la Société d'Accélération de Transfert de Technologie (SATT) de Toulouse (TTT) et la société ADG. L'EPUROGAZ répond aux exigences de la réinjection du Biométhane dans le réseau de gaz naturel ; il est le seul, adapté aux petits débits de production (40Nm<sup>3</sup>/h), à pouvoir se positionner sur les petites exploitations agricoles ou les petites unités de station de traitement d'eaux, pour aider à la valorisation de l'ensemble du potentiel de déchets méthanisables disséminé sur le territoire. Cette réussite Française a été possible grâce à l'implication R et D de GRDF dans la chaire.

Le projet **ECOFEV** abouti en 2022 visait à développer des outils d'évaluation thermique et d'éco-conception des unités de méthanisation. Les enjeux immédiats étaient la compréhension des phénomènes thermiques dans le digesteur, la minimisation des pertes thermiques et l'optimisation des rendements de conversion de la production d'énergie à partir de déchets organiques biodégradables sur site. Ce projet a conduit à des notices techniques et des préconisations qui sont intégrées aujourd'hui par le centre technique national du biogaz et de la méthanisation CTBM.

Le projet **FLEXIMETHA**, achevé début 2023, avait pour but d'aborder la question de l'adaptation de la production de biogaz par les méthaniseurs en réponse à la demande des réseaux de gaz. Cette demande se caractérise par la possibilité d'apparition de besoins d'effacement en raison d'une saturation de certaines mailles du réseau de distribution lors de périodes de faibles consommations, typiquement lors de baisse d'activité d'industries consommatrices et en périodes estivales avec de faibles besoins en chauffage. Le travail réalisé a débouché sur deux avancées majeures :

- L'acquisition de données expérimentales relatives à la capacité de résilience des digesteurs à des périodes de sous-charge organique appliquée aux unités, avec en particulier le développement d'une méthodologie expérimentale permettant d'étudier les cinétiques de désactivation de fonctions clés dans le schéma réactionnel de la méthanisation
- Le développement d'un outil de calcul numérique permettant la simulation dynamique d'une installation de méthanisation avec injection de biométhane (digestion / stockage / épuration / injection). Basé sur une modélisation de la digestion anaérobie par le modèle ADM1, il inclut une estimation dynamique du potentiel injectable en fonction des capacités horaires du réseau de raccordement. Il permet de proposer des profils d'alimentation variables et offre une vision des performances tant en termes de productivité que de stabilité.

Le projet FLEXIMETHA sera prochainement poursuivi et soutenu par la chaire INSA/GRDF pour finaliser les résultats en les présentant sous forme d'outils numériques directement exploitables par les professionnels du secteur.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Ces Trois exemples phare des actions de recherche conduites dans le cadre de la chaire INSA/GRDF soulignent l'importance de poursuivre ce type de partenariat pour réduire les coûts de la filière et promouvoir le développement de la filière Biogaz comme affiché dans les objectifs de la CRE.

Or telle que nous comprenons la proposition qui est faite actuellement, ces différents projets comme ceux que nous souhaiterions pouvoir développer dans les prochaines années ne pourraient plus entrer dans le cadre de la régulation de GRDF, remettant ainsi en cause notre capacité à apporter des solutions concrètes pour produire des gaz renouvelables compatibles avec les objectifs de la PPE, la SNBC et des scénarios énergétiques de l'ADEME.

**C'est pourquoi l'INSA de Toulouse profite de cette opportunité d'expression pour explicitement demander à la CRE de poursuivre une politique ambitieuse de soutien à la Recherche, au Développement technologique et à l'Innovation dans une démarche de diminution des coûts de la filière, de réduction de son impact environnemental et d'acceptation sociétale de la filière.**

**Pierre-André GALY (Axibio)**

**Réponse confidentielle**

**Réponse non confidentielle**

Axibio est une jeune entreprise spécialisée dans la conception d'équipements connectés et de solutions digitales pour la collecte et la valorisation des biodéchets, notamment en méthanisation. Les biodéchets ont un fort potentiel énergétique, puisque qu'une tonne de déchets alimentaires permet de produire l'équivalent de 720 kWh d'énergie.

En 2020, GRDF a lancé un appel à projets visant à identifier les solutions innovantes pour mieux mobiliser les biodéchets à des fins de méthanisation et de production de gaz vert. Le potentiel sur ce flux est estimé entre 5 et 9 TWh par an mobilisable et de plus de 20 TWh par an en potentiel brut d'ici à 2030. Nous avons eu la chance d'être retenus lauréat dans le cadre de cet appel à projets et nous avons pu être intégrés dans la revue des solutions innovantes et engagées destinées à l'ensemble des acteurs collectivités et privés pour faciliter la mise en relation de nos solutions avec les décideurs potentiels.

Cette revue nous a permis d'accroître notre visibilité et notre développement par de nouveaux contacts pour décliner la mobilisation de ces biodéchets en faveur d'une valorisation gazière.

Par ailleurs, nous avons également pu contribuer en 2021 à une étude d'évaluation des performances d'une collecte séparée des biodéchets par points d'apport volontaire avec l'INRAE de Rennes dans le cadre d'un partenariat de recherche avec GRDF ce qui a permis de tester notre solution et de la faire évoluer sur différents aspects (captage de données de collecte, sensibilisation des citoyens à la production de gaz vert, émissions de GES, etc.) pour mieux servir le marché de la valorisation et de la production de gaz vert à partir de ces déchets.



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Cette expérimentation a largement pu être relayée pour permettre à d'autres collectivités de s'en inspirer dans l'objectif de généralisation du tri à la source (voir article : GRDF - Projet Méthanisation | La collecte séparée des biodéchets).

Sur ces deux exemples, l'accompagnement de R et D de GRDF pour la filière gaz vert nous a été précieuse.

### E3D-Environnement

E3D-Environnement rassemble une équipe spécialiste en Sciences comportementales et Technologies numériques.

Elle a ainsi mise au point la solution SaaS GD6D ("j'ai décidé") qui permet aux collectivités d'accompagner durablement au changement les populations sur toutes les thématiques en lien avec le développement durable : amélioration du tri des déchets, de la propreté, mobilité douce, consommation d'énergie, santé, aménagement du territoire, consommation d'eau...

Grâce à l'AAP de GRDF, le projet d'accompagnement du SITTO MMI par E3D-Environnement a pu exister et a ainsi permis l'accompagnement au changement de comportement des usagers sur leurs rapports aux Déchets.

### RATP

Après analyse de la soixantaine de points de cette consultation, la RATP souhaite apporter sa contribution de manière générale.

La RATP est particulièrement préoccupée par les hausses annoncées pour l'acheminement. Nos usages : Gaz Tertiaire (125 GWh annuel en 2023) et 300 GWh annuel pour le GNV. Concernant notre consommation GNV, celle-ci est appelée à croître du fait du passage de nos véhicules diesel à des véhicules BioGNV pour un nombre de plus en plus croissant de centre, nous avoisinerons les 500 GWh d'ici 2025 sur la partie GNV. L'ensemble de nos sites subiront ces hausses de plein fouet **alors même que de gros efforts particuliers ont été déployés pour limiter nos émissions depuis de nombreuses années.**

Sur les évolutions des tarifs d'acheminement (ATRD7/ATRT8/ATS3), Nous déplorons l'effet de seuil proposé pour ces tarifs qui nous semble trop important. Nous craignons en outre que la forte hausse de toutes les charges pesant sur le gaz ne vienne accélérer la baisse du nombre de consommateurs notamment tertiaires fragilisant davantage la participation au tarif pour le restant des assujettis qui verraient leur cote part acheminement augmentée à terme. Nous comprenons la cause du rattrapage lié au CRCP dans la hausse tarifaire pour la partie Distribution dans le cadre de l'ATRD7 mais plaçons pour que la hausse ne soit pas injectée de manière abrupte en une échéance au 1er Juillet 2024 mais plutôt selon un lissage progressif.

Ces hausses viendront s'additionner à d'autres hausses qu'elles soient de taxes (TICGN), et également sur la transition énergétique vers le biogaz en 2026 (CPB). Pour ce dernier point (CPB), nous demandons d'ores et déjà (comme d'autres acteurs du transport) notre exclusion à ce futur mécanisme, au même titre que les industriels.

### CFE-CGC Energies

Madame la Présidente,

Les salariés, et en particulier ceux de l'encadrement, des entreprises du secteur énergétique français sont de longue date des acteurs centraux de la mise en oeuvre des choix de politique énergétique de la France. La CFE-CGC Énergies est donc extrêmement attentive 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 12 octobre dernier, relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de GRDF, a donc retenu toute notre attention.

Première organisation syndicale représentative de l'encadrement et seconde pour l'ensemble des salariés des entreprises des Industries Électriques et Gazières lors des dernières élections de novembre 2023, la CFE-CGC Énergies considère que cette consultation lui donne l'opportunité de préciser ses positions sur l'avenir du service public de distribution 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 d'acheminer gaz et gaz renouvelables 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 d'adapter sans investissements massifs les infrastructures énergétiques déjà existantes, comme dans le cas du biométhane, du CO2 ou de l'injection d'hydrogène.
- Un formidable outil industriel, technologique et numérique. Le raccordement des installations de biométhanisation, permet de collecter déjà 12 TWh/an, tandis que la Première Ministre a annoncé un objectif de 50 TWh/an en 2030. Il faut d'ailleurs saluer le fait que la production de biométhane dépasse désormais l'objectif de la programmation pluriannuelle de l'énergie, tandis que les autres énergies renouvelables ne peuvent pas en dire autant.
- Un réel vecteur d'activités économiques intégrées et d'emplois français non délocalisables dans les territoires. Largement renouvelées ces dernières années, les infrastructures gérées par GRDF, propriété des collectivités concédantes, sont à la fois utiles, acceptables et acceptées par les territoires.

Résolument tournée vers l'avenir, la CFE-CGC Énergies considère que GRDF devra continuer d'investir suffisamment dans la R&D et dans l'innovation. Cette innovation doit permettre à GRDF de respecter l'ensemble de ses engagements (comme les programmes de réduction des émissions de méthane OGMP et Global Methane Pledge), mais aussi d'innover dans des domaines tels que ceux de la sécurité, du CO2 et de l'hydrogène. A l'heure de la COP 28 qui fait des fuites de méthane un sujet majeur au même titre que le Parlement européen, la CRE doit pleinement accompagner les efforts d'innovation de GRDF.

Agissant depuis toujours dans un contexte concurrentiel, les salariés de GRDF ont toujours été attentifs à la recherche de la performance dans leur action. Au-delà, les tarifs successifs ont systématiquement imposé une productivité importante, tandis que cette proposition de tarif a encore plus loin, dans une logique de rupture. La CFE-CGC Énergies vous alerte

solennellement sur cette surenchère et sur la menace qu'elle fait peser sur les salariés, sur les réseaux et par ricochet sur les consommateurs.

Les agents de GRDF sont allés au bout de la logique de recherche de productivité sans remettre en cause les piliers de la sécurité. Jusqu'à présent les obligations légales et réglementaires, ainsi que la maintenance, étaient sanctuarisées, mais cette proposition de tarif est de nature à remettre en cause ce principe. Pire, celle-ci risque fort d'amener les managers locaux à devoir effectuer des arbitrages. Face à cette perspective, il ne faudra pas être surpris si ces managers font demain valoir leur droit de retrait, avec des conséquences importantes sur la marche de l'entreprise.

La CFE-CGC Énergies demande donc avant toute chose que la CRE renonce à la logique de rupture présentée dans cette consultation, et qu'elle adopte une régulation raisonnée et ambitieuse pour l'ATRD7. Nous demandons aussi une régulation incitative sans logique punitive –y compris sur la R&D et l'innovation– pour privilégier la réussite collective des défis face au mur énergétique qui nous attend.

Nous revendiquons par conséquent que la trajectoire de charges d'exploitation et de dépenses d'investissements permette à GRDF et à l'ensemble de ses salariés de jouer pleinement leur rôle central pour l'atteinte de la neutralité carbone, comme l'a souligné le rapport de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières.

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 12 octobre 2023 dernier appelle de notre part les remarques qui suivent.

De manière générale, les arbitrages proposés à date par la CRE suite à l'audit des charges nettes d'exploitation (CNE) de GRDF nous apparaît très sévère. Alors que pour l'ATRD6 la CRE a retenu une trajectoire des charges réduite de 2,8 %, nous constatons un changement de ton brutal dans cette consultation avec une trajectoire basse rabotée de -10,6 %, allant plus loin que l'auditeur, lequel demandait un effort de -9,6 %.

La CFE-CGC Énergies considère que cette surenchère dans les arbitrages ne permet pas à GRDF de mener à bien ses missions de service public ni de répondre à toutes ses obligations réglementaires. Ces arbitrages ne permettent pas non-plus de maintenir un haut degré de motivation des agents, nécessaire à l'accomplissement de leurs missions dans un contexte où les travaux gouvernementaux relatifs à la révision de la stratégie française pour l'énergie et le climat confirment une baisse prononcée des volumes de gaz acheminés et du nombre de clients, tout en insistant sur la production de gaz renouvelables et sur l'importance du gaz pour le bouclage énergétique de la France à l'horizon 2030.

Le texte de la consultation et le rapport de l'auditeur utilisent des euros courants pour analyser et critiquer la demande de CNE de GRDF. Cette approche induit un biais cognitif et offre la possibilité facile de s'offusquer des nombres à la hausse, alors que l'inflation importante depuis 2021 se prolongera sur l'ensemble de la période tarifaire 2024-2027. Nous considérons que les tableaux de chiffres et les figures produites en euros courants gagneraient à être doublés par des tableaux en euros constants, en prenant par exemple l'euro de 2022 comme référence.

Il existe plusieurs sources pour définir l'inflation, notamment l'INSEE et la Banque de France. Pourtant, la CRE a choisi d'utiliser le FMI. Cependant, le tableau inséré dans la consultation n'est pas à jour puisque ses chiffres sont inférieurs à ceux du FMI à la date de la consultation.

La CFE-CGC Énergies ne doute pas que la décision de la CRE sera basée sur les dernières valeurs produites par le FMI. La CRE et son auditeur basent leurs analyses sur les données de la période 2020-2022, en ignorant l'année 2023. Pour certaines analyses, l'auditeur a aussi écarté l'année 2022, pour tirer ses conclusions sur la base des seules années 2020 et 2021. La CFE-CGC Énergies tient à rappeler que depuis 2019 et l'irruption de la COVID dans la vie des Français, chaque année a été perturbée. Les années 2020 et 2021 n'ont certainement pas été des années de référence d'un point de vue économique, tandis que les années 2022 et 2023 sont marquées par un contexte géostratégique instable. Dans ces conditions, il apparaît plus qu'illusoire de se baser sur les seules années 2020-2021 voire 2022 pour critiquer les trajectoires de CNE de GRDF et en tirer des conclusions erronées dont l'ensemble des salariés et des clients de GRDF subiront les conséquences.

Les charges de personnel constituent le principal poste de réduction des charges d'exploitation, avec -252 M€ soit près du tiers des arbitrages ! Cette conclusion s'appuie sur des tableaux de chiffres masqués sous prétexte de confidentialité rendant ainsi le rapport de l'auditeur quasiment inexploitable. On peut toutefois noter que les impacts de la réforme des retraites ne sont pas intégrés. Ceci implique que les GVT+ et GVT- sont sujets à caution. Une chape de plomb pèse sur les analyses de l'auditeur relatives à l'évolution du SNB, des rémunérations, des charges sociales, de l'intéressement, de l'abondement, et de la production immobilisée. Dans le "contradictoire" de GRDF, on comprend que l'auditeur met à mal la volonté du Distributeur de fidéliser ses agents, de récompenser l'engagement et d'attirer des talents. Pire, le texte de la consultation précise qu'« une trajectoire de productivité sur la trajectoire d'effectifs de GRDF [...] supérieure à celle figurant dans la demande de GRDF » est attendue, et que « [c]et ajustement est rendu possible notamment par de nombreux départs en retraite ». Ces hypothèses sont inacceptables tant vis-à-vis des agents, des clients que des autorités concédantes. Il est totalement incohérent de la part de la CRE de vouloir accélérer la baisse des effectifs de GRDF, tout en exigeant que « la décroissance de la consommation de gaz et du nombre de clients ne doit pas s'accompagner d'une dégradation de la qualité de service. ».

Alors que GRDF constitue plus que jamais un pilier de la transition énergétique, et doit renouveler ses compétences, la CFE-CGC Énergies sera très vigilante vis-à-vis des risques qu'une éventuelle décision inappropriée pourrait faire peser sur les agents. Par ailleurs, nous attirons votre attention sur les effets en cascade du sous-calage de l'ATRD6 et des apurements insuffisants : les résultats de GRDF sont désormais insuffisants et privent les salariés de la participation en 2023 et 2024. Encore un sacrifice des salariés lié au tarif !

Concernant ce que la CRE appelle les charges de statut et oeuvres sociales, la CFE-CGC Énergies réaffirme ici ce qu'elle a eu l'occasion d'écrire en réponse aux consultations ATRT8 et ATS3 : Nous sommes strictement opposés à la moindre tentative de régulation ou d'incitation de baisse sur ce "poste", lequel n'a rien à voir avec le tarif ATRD7 et est lié au statut spécifique des IEG de tous les salariés des entreprises électriques et gazières ! Les avantages des salariés de GRDF 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 ! D'autres "postes" ont été analysés par l'auditeur et ont attiré l'attention de la CFE-CGC Energies :

- Achats de matières et fournitures : l'auditeur déclare « Fluide/électricité/gaz : nous repartons de la moyenne 2020-2022 que nous inflatons sur l'ATRD7 étant donné une forte hausse en 2022 que nous considérons exceptionnelle. » L'auditeur effectue une moyenne des prix en euros courants, masquant la grande tension sur les prix du gaz et de l'électricité et supposant qu'ils vont retrouver des niveaux d'avant COVID. Cette approche ne s'appuie sur aucune connaissance des marchés et risque de générer une vraie difficulté pour GRDF.

- Travaux et entretien : l'auditeur déclare « nous considérons qu'il n'est pas pertinent de retraiter les montants 2020 et 2021 en € 2022 car cela signifie que l'inflation s'applique à 100 % sur le réalisé 2020 et 2021. » L'auditeur préfère considérer que l'inflation s'applique à 0 % et produit des résultats économiquement faux. Cette approche mérite là aussi d'être confrontée à une vision financière réaliste.

- Immobilier : Alors que GRDF vient de renégocier un grand nombre de baux, quitte son siège parisien, et affiche une trajectoire de -6,6 %, l'auditeur demande un effort complémentaire de -6,2 %. Cette exigence semble totalement inatteignable et là aussi ne s'appuie sur aucune action opérationnelle réaliste.

- Transport et frais de déplacement : l'auditeur déclare « Afin de construire notre trajectoire sur l'ATRD7, nous prenons la moyenne réalisée 2020-2022 inflatée. Nous justifions ce choix par le fait qu'à la suite de la crise sanitaire COVID-19, les habitudes et modes de travail ont évolué. » Il semble que l'auditeur méconnaît la réalité des métiers et des activités de GRDF, liés à ses missions de service public et à la réalité technique des infrastructures gazières, avec plus de 200 000 km de réseau et 11 millions de clients.- Diagnostic gaz, contribution financière transition énergétique, communication et parrainage : GRDF explique « les diagnostics sont d'autant moins corrélés à la décroissance du portefeuille clients, qu'ils concernent en général des populations précaires qui n'ont pas la capacité de changer de système de chauffage.

Ils relèvent en effet des engagements du contrat de service public que GRDF signe avec l'État en matière d'accompagnement de la lutte contre la précarité énergétique et contribuent à la sécurité des installations intérieures. ». Pourtant l'auditeur persiste : « [...] nous repartons du réalisé 2022 en liant notre trajectoire au nombre de clients. Nous supposons en effet que chaque année la part de clients "précaires" par rapport à la somme des clients est la même ». De nouveau il semble que l'auditeur méconnaît les métiers de GRDF, avec une affirmation que tous les agents savent erronée.

- Autres consommations externes : GRDF explique que le démixtage, effectif au 01/01/2023, n'est pas visible dans les chiffres de la période 2020-2022, et engendre des surcoûts. Cependant, l'attitude dogmatique de l'auditeur ne lui permet pas de sortir de la vision 2020-2022 : « Comme expliqué dans la partie préliminaire du rapport, ces dépenses ne nous ont pas été suffisamment justifiée par l'opérateur ».

Les quelques exemples ci-dessus nous interrogent sur la capacité et la volonté de l'auditeur d'entendre les explications de GRDF. La CFE-CGC Énergies considère que le rapport de l'auditeur est à charge et engendre des arbitrages punitifs, et parfois hors-sol.

Concernant la recherche et le développement (R&D), la CRE a elle-même analysé la demande de GRDF. Une fois de plus l'analyse a été effectuée en euros courants engendrant des résultats économiquement inexacts. Quand la CRE trouve que la hausse des dépenses



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

de R&D de GRDF est de 33 % en moyenne en euros courants, l'analyse en euros constants 2022 montre une augmentation de 14,6 %.

De plus, il est nécessaire de dire que le budget de R&D demandé par GRDF ne représente que 1,1 % de l'ensemble des charges nettes d'exploitation. Pour autant, les services de la CRE ont trouvé le moyen de réduire ce budget de 49 % ! Cette proposition d' « ajustement » est totalement inacceptable pour les agents de GRDF et interroge fortement sur la volonté de permettre à GRDF d'assurer son avenir industriel !

Ainsi, nous découvrons que la CRE rejette tous les projets de R&D destinés à valoriser la complémentarité des énergies dans le bâtiment résidentiel et tertiaire, au développement des usages du bioGNV dans la mobilité, au développement de solutions de maîtrise de la demande en énergie chez les clients de GRDF, à la distribution de l'hydrogène ou encore à l'optimisation des volumes de biométhane. Alors que les rapports du GIEC se font de plus en plus pressants, alors qu'il devient impératif de mettre en oeuvre l'efficacité énergétique et la sobriété, alors que le gouvernement table sur une production de plus en plus importante de biométhane, et par extension sur son utilisation dans le bâtiment, dans les process industriels et pour la mobilité, alors que le recours à l'hydrogène est devenu une évidence pour respecter les engagements environnementaux de la France, la CFE-CGC Énergies est stupéfaite de lire que la CRE rejette les projets de GRDF dans ces domaines. L'heure n'est plus à lever des barrières dogmatiques au nom d'une dérégulation qui est un fiasco pour les consommateurs et qui se révèle être un obstacle dans la lutte contre le dérèglement climatique !

La CFE-CGC Énergies et les agents de GRDF qu'elle défend, considèrent que cette trajectoire préliminaire en matière de R&D témoigne d'une marque de défiance à l'égard de GRDF. Pire, alors que le biométhane est l'une des seules pistes d'avenir pour les salariés et que sans l'action de GRDF, la production de biométhane n'aurait jamais été au rendez-vous des 12 TWh en 2023, la proposition d'arbitrage de la CRE dynamite cet espoir et ces efforts. La R&D prépare l'avenir des entreprises et si la CRE persistait dans sa position en divisant par deux le budget de GRDF, la CRE afficherait clairement que GRDF et ses 11 000 salariés n'ont pas d'avenir dans le monde décarboné de demain. Est-ce réellement le message que la CRE souhaite transmettre ?

Par ailleurs, la CRE indique vouloir imposer une priorisation des investissements, en s'inspirant du tarif ATRD6 de GreenAlp. La situation du distributeur grenoblois, avec une volonté forte de la collectivité locale de développer son réseau de chaleur, n'est pas celle

généralement rencontrée sur l'ensemble des concessions de GRDF : une fois encore, comparaison n'est pas raison. Par ailleurs, comme l'indique la consultation : « [I]ors de l'atelier du 23 juin 2023, plusieurs acteurs ont partagé leurs interrogations sur l'instauration d'un tel mécanisme, notamment son articulation avec les engagements mutuels de GRDF et des autorités concédantes [...] ». La CFE-CGC Énergies partage les fortes interrogations des parties prenantes, et considère que cette proposition de régulation relative à une priorisation des investissements traduit une défiance de la part de la CRE. De plus la mise en oeuvre de cette régulation avec l'obligation permanente de se justifier, se traduirait dans les faits par une mise sous tutelle du gestionnaire de réseau. Dans ces conditions, nous nous opposons fermement à ce projet de régulation.

Nous constatons aussi que le coût moyen pondéré du capital (CMPC) de base des tarifs ATRD est systématiquement inférieur à celui des autres tarifs gaziers, et qu'il est en baisse depuis l'ATRD4. Dans le contexte actuel de taux élevés, la CFE-CGC Énergies considère qu'une nouvelle baisse du CMPC agirait comme un frein aux investissements, dans la



logique de priorisation des investissements que la CRE propose et à laquelle nous nous opposons.

La Distribution de gaz entre dans une nouvelle ère qui impose d'adapter la structure du tarif. Face à l'usage du gaz en appoint-secours, la CFE-CGC Énergies considère comme nécessaire l'introduction d'un terme capacitaire. Par ailleurs, nous considérons comme légitime la volonté d'homogénéiser les options tarifaires, avec un abaissement du seuil T2/T3.

Comme le texte de la consultation le précise, le tarif ATRD7 intégrera le report d'effets hérités de la période tarifaire ATRD6, ainsi que des effets propres à la dynamique du tarif ATRD7.

L'ensemble de ces éléments se traduira par une augmentation purement mécanique de 30 % du tarif, avant même de prendre en compte les demandes formulées par le gestionnaire.

Les salariés de GRDF ne sont pas responsables des effets mécaniques qui s'imposent au tarif. Pourtant il semble que les propositions d'arbitrages sur les charges nettes d'exploitation sont effectuées dans le but de mitiger l'augmentation légitime du tarif. Pour les agents du distributeur, il semble que tout est fait pour raboter les demandes qui donnent à l'entreprise les moyens de continuer à honorer ses missions de service public, ses obligations légales, réglementaires et contractuelles vis-à-vis des autorités concédantes, et de contribuer à la hauteur des compétences de ses agents dans la lutte contre le dérèglement climatique.

La CFE-CGC Énergies se fait le porte parole de l'ensemble des agents de GRDF et revendique un tarif juste, porteur de sens et porteur d'avenir. Avec l'ATRD7, la CRE détient l'avenir de l'entreprise et de ses salariés. L'avenir décarboné de la France nécessitera l'ensemble des compétences de l'entreprise pour accueillir les nouvelles productions de biométhane, répondre aux besoins des collectivités et des entreprises telles que les cimenteries, gérer des réseaux de biométhane, des réseaux d'hydrogène, des réseaux de CO2, etc...

Ce futur débute aujourd'hui et GRDF dispose de tous les atouts pour répondre aux attentes de la France. Il ne manque plus qu'un tarif ATRD7 à la hauteur de l'immense défi auquel nous faisons face !

La CFE-CGC Énergies sollicite donc la Commission que vous présidez afin que le tarif ATRD7 donne les moyens aux 11 000 salariés de GRDF de contribuer pleinement à la décarbonation de la France.

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 la fin novembre pour compléter nos propos.

Je vous prie d'agréer, Madame la Présidente, l'expression de mes sentiments respectueux.

Pascal JACQUELIN

**Sénateur**

Bonjour,

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

je vous prie de bien vouloir trouver ci après ma contribution, également transmise en pièce jointe de cette plateforme.

*Cordialement à vous*

Sébastien Pla

Sénateur de l'Aude

Sénateur de l'Aude

Permettez-moi de vous faire part de ma contribution dans le cadre de la consultation publique relative au tarif ATRD7, proposé par la Commission de Régulation de l'Energie, en vue d'une application du 1er juillet 2024 au 30 juin 2028.

Après lecture des documents mis en ligne, je constate qu'à l'approche de l'examen prochain de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie, la Commission de Régulation de l'Energie part du postulat que les coûts fixes supportés par les utilisateurs sont susceptibles d'exploser, entraînant mécaniquement des hausses tarifaires.

Pour autant, le contexte de baisse des consommations comme l'inflation ont déjà engendré une hausse des tarifications. Depuis 2022, la baisse tendancielle des consommations de gaz naturel s'est en effet accélérée fortement, venant à créer mécaniquement un report sur le tarif ATRD 7 de recettes non perçues, à laquelle s'ajoutera, dans l'avenir, une nouvelle réduction de l'assiette.

Ainsi, l'arbitrage proposé vise à contenir, d'une part, la hausse tarifaire de l'ARTD tout en maintenant, d'autre part, les capacités du groupe GRDF à faire face à ses charges d'exploitation et notamment de ses charges de capital pour continuer à investir pour garantir la sécurité du réseau et assurer l'accueil massif des gaz renouvelables.

Dans ce contexte de transition, il me semble logique que GRDF demande, afin d'amortir cet effet cumulatif une hausse d'environ 40% de la grille tarifaire actuelle au 1/7/2024, laquelle représenterait une hausse effective d'environ 7% de la facture d'un ménage chauffé au gaz.

Retenir pour contenir les dépenses, la seule cible de la division par un facteur 4 de la hausse des charges de GRDF met gravement en péril le devenir du groupe, au moment même où il devrait être en capacité d'investir massivement pour verdier le gaz. Le mécanisme de pénalisation des dépassements de l'enveloppe d'investissements proposé le fragilise plus encore alors qu'il doit engager des investissements structurants pour l'avenir de la filière gaz.

Pour poursuivre le développement des gaz renouvelables et bas carbone, il me semble, à l'inverse, pertinent de donner un coup de pouce au budget de R et D, afin de répondre à la fois aux besoins de développement de ces gaz renouvelables, mais aussi de poursuivre la sécurité et la performance opérationnelle ainsi que la maîtrise des usages, et ce, conformément au contrat de service public de 2020. Je m'étonne dès lors que la CRE ne retienne que les projets intégrés au périmètre régulé au risque d'une remise en cause de partenariats publics et privés qui participent d'une économie circulaire territorialisée dans laquelle la qualité des gaz injectés, comme les contraintes des clients sont intégrés afin d'améliorer l'efficacité globale de la chaîne, tout en optimisant les usages bas-carbone.

Cumuler le dispositif de régulation incitative assorti de pénalités sur les délais de mise en œuvre des actions de R et D identifiées prioritaires avec une réduction de 50% de la R et D est une autre erreur stratégique manifeste. La R et D ne peut être réduite aux seules

activités du réseau, au détriment des travaux d'accompagnement des filières de production de gaz verts et de la résilience des territoires, dans la mesure où GRDF demeure un partenaire privilégié de confiance pour la gestion du patrimoine des collectivités. Mettre ainsi un frein aux dynamiques locales engagées me semble contraire à une appropriation territorialisée de la transition énergétique et met en péril de nombreux projets locaux qui permettent d'objectiver l'intérêt des technologies de méthanisation, de méthanation et de pyrogazéification, ainsi qu'il m'a été permis de le constater en visitant le site de la plateforme de tests Solidia à Bélesta en Lauragais.

Priver, dans l'avenir, GRDF de ses capacités d'animateur de réseau sur la méthanisation obère tout autant les capacités de la filière à se développer, au moment même où le législateur questionne le recours à des filières productrices d'énergie pour consolider le revenu agricole. Il n'est pas souhaitable de laisser au seul marché le soin de réguler les enjeux de recherche et développement, au regard des risques qui pèsent, dans un premier lieu, sur le modèle agroécologique que nous appelons de nos vœux, ainsi que sur notre autonomie énergétique, d'une manière plus générale.

Je relève d'ailleurs que GRDF a encouragé, par ses choix d'investissement antérieurs, le développement rapide des gaz verts, bien au-delà des objectifs fixés par la PPE, soit 3 TWh supplémentaires de biométhane. Pour servir l'objectif de 50 TWh injectés en 2030, le maintien des actions de R et D prend dès lors tout son sens, afin de permettre à la France de conserver sa compétitivité et son expertise, à l'appui, par exemple, des importants travaux conduits par l'INRAé depuis plus de 20 ans dans les laboratoires narbonnais sur les process de méthanisation et le développement de nouvelles technologies de production de gaz vert.

Il semble donc stratégique et particulièrement pertinent de permettre à GRDF de poursuivre l'accompagnement des porteurs de projets et les collectivités, à l'image du rôle pilote mené par ce groupe dans le cadre du projet Hyd'Occ au service du développement d'une filière industrielle décarbonée en Méditerranée, et ainsi de renforcer sa capacité dans le futur, à impulser des projets innovants, tels que la décarbonation de l'industrie à l'étude à Port La Nouvelle par exemple.

S'agissant de la structure des tarifs proposée pour le biogaz, j'estime également que faire le pari d'un tarif d'injection de biométhane fondé sur 3 timbres, définis selon l'ancienneté du site de production et le besoin d'installation de rebours, emporte le risque majeur de créer de la complexité pour les producteurs alors qu'un tarif d'accès universel permettrait une meilleure péréquation entre tous les producteurs, tout en augmentant sensiblement l'assiette.

Enfin, pour accélérer la recherche de solutions alternatives au service d'une rénovation énergétique performante, la priorité devrait, selon moi, être donnée aux moyens alloués à la sécurité et à la flexibilité des usages, et donc au développement de solutions innovantes et compétitives, afin de maîtriser les dépenses énergétiques des consommateurs. Le développement de chaudières à Très Haute Performance Énergétique et de pompes à chaleur gaz hybrides associé au verdissement du gaz, constitue, à cet égard, une solution indispensable pour accélérer les efforts de sobriété et la décarbonation, et réduire le nombre de passoires thermiques, largement surreprésentées en milieu rural.

Telles sont les remarques qui me semblent utiles de formuler à ce stade de la construction de la feuille de route énergétique qui guidera les 4 années à venir.

## ANNEXES

- Contribution du Sénateur S.PLA consultation CRE tarifs ATRD7.pdf

### **Institut Polytechnique UniLaSalle**

**L'Institut Polytechnique UniLaSalle** (UniLaSalle) est un établissement d'enseignement supérieur et de recherche privé d'intérêt général reconnu par l'État (EESPIG). Trois unités de recherche labellisées par l'hcéres et sous tutelle du Ministère de l'Agriculture (INTERACT, UP 2018.C102 ; AGHYLE, UP 2018.C101 ; T et A ULR 7519) sont impliquées dans des travaux de recherche en lien avec la production de gaz renouvelable au travers de questionnements scientifiques portant sur les procédés de méthanisation notamment agricole et plus largement d'obtention de gaz renouvelable, sur la gouvernance des territoires accueillant des projets ou des unités de méthanisation agricole ainsi que sur le positionnement des acteurs socio-économiques et collectivités en lien avec ces projets ou unités, sur l'acceptabilité des projets de méthanisation sur ces territoires ruraux, sur l'approche systémique de la production agricole et la transformation de l'exploitation agricole au territoire, sur l'évaluation de la durabilité des systèmes de culture orientés vers la production de biogaz et sur l'évaluation de la durabilité des systèmes d'exploitation méthanisant. UniLaSalle apporte une expertise en recherche appliquée en bioprocédés ainsi qu'en agronomie, en intégrant une approche systémique de la production agroécologique à la filière en passant par les procédés de la méthanisation.

En octobre 2022, l'Institut Polytechnique UniLaSalle a constitué avec GDRF une Chaire d'enseignement et de recherche portant sur la Méthanisation agricole et les transitions (MAT), ayant pour objectifs l'accompagnement de la professionnalisation, l'amélioration des connaissances et la stimulation de l'innovation dans la méthanisation agricole. D'une durée de quatre ans, celle-ci vise à former les acteurs du secteur (élèves ingénieurs, exploitants agricoles, collectivités locales) et à les préparer aux enjeux du secteur. Sur le campus de Beauvais, la Chaire comprend un module de formation sur la méthanisation agricole mis en place dès la rentrée 2023 pour les étudiants en cinquième année de la formation d'ingénieur et un plan de formation continue destiné aux professionnels du secteur de la méthanisation. Pendant leur formation, les élèves devront également réaliser des projets de mise en situation professionnelle autour de la méthanisation (i.e. intégrant des sujets de recherche appliquée et des cas d'étude spécifique). Cet enseignement permettra notamment d'acquérir de nouvelles connaissances en matière d'accompagnement pour la professionnalisation de la filière, et in fine de répondre aux enjeux de la transition énergétique et agroécologique. Coté recherche, l'accent est mis sur la soutenabilité et la résilience des systèmes de production agricole à travers des travaux portant sur l'optimisation de la production de gaz renouvelables, et l'organisation de la filière et l'acceptabilité des projets au sein des territoires. Ceux-ci seront largement diffusés au travers de publications et de conférences publiques rassemblant scientifiques et décideurs publics et privés. Cette activité de recherche intègre aussi la formation à la recherche des étudiants ingénieurs afin de développer une rigueur, un esprit de synthèse et une capacité à structurer une étude, et de futurs docteurs (2 dans le cadre de la chaire MAT).

**A notre sens, l'arbitrage extrême proposé par la Commission de Régulation de l'Energie sur les marges de manœuvre R et D de GRDF, en particulier sur le volet gaz**

**renouvelable, est susceptible de remettre en cause une grande partie des engagements que GRDF a pris depuis de nombreuses années envers la filière, jouant ainsi un rôle unique de catalyseur sur la R et D, à notre sens sans équivalent dans la filière et avec aucun acteur susceptible de poursuivre ces actions et prendre le relais.**

Pour UniLaSalle mais également pour l'ensemble des partenaires scientifiques et techniques regroupés au sein du Centre Technique national du Biogaz et de la Méthanisation émanant du Club Biogaz, dans lesquels UniLaSalle est très largement impliqué en qualité de membre adhérent, de membre fondateur du CTBM et en assurant la Présidence du Club Biogaz, l'enjeu de la R et D est crucial pour la jeune filière de production du biométhane injecté dont la première installation de méthanisation en injection en France remonte à 2011. **Les questions de R et D sur les performances économiques et environnementales de la méthanisation agricole sont en effet loin d'être épuisées et au contraire renouvelées avec l'essor de la filière.**

Pendant ces douze dernières années, un nombre important d'améliorations ont pu émerger et être mises en place dans la filière, en grande partie portées et soutenues par GRDF. Ce travail de recherche opérationnelle au service de la filière a en effet été largement porté par GRDF (guide méthodologique, travaux sur le financement, utilisation des externalités positives, valorisation des co-produits, valorisation des déchets, acceptabilité, sécurité, etc.). GRDF apparaît donc comme le leader incontesté de ce travail collectif et sa neutralité vis-à-vis de la finalité de ces programmes de recherche et de développement (augmentation de la fiabilité, de la productivité, baisse des coûts de production, acceptabilité, enjeux agroécologiques, etc.) donne de la crédibilité à l'ensemble de ces travaux menés par l'ensemble des acteurs de la recherche en France sur ces sujets.

En conclusion, dans ce contexte de filière biométhane naissante avec de réelles et importantes ambitions telles que le verdissement de l'ensemble du réseau gazier français par le biais du développement des gaz renouvelables, le fait de limiter de telle manière l'implication de GRDF nuirait directement à toute la filière, avec des répercussions sur les partenariats constitués entre les acteurs de la filière et GRDF, les actions de formation et les travaux de R et D engagés et à poursuivre. L'arbitrage proposé par la CRE ne nous apparaît donc pas opportun vis-à-vis de cette nécessité de poursuivre les actions de R et D pour améliorer et développer la performance de la filière méthanisation.

## ANNEXES

- Note Reponse UniLaSalle consultation CRE GRDF 2023-11\_vfinale.pdf

### **fnme-cgt FNME-CGT**

La FNME CGT tient en premier lieu à rappeler la résilience dont a fait preuve le système gazier français, permise par les agents du service public du gaz, dans un contexte de crise majeure. En effet, nos infrastructures gazières ont su s'adapter à une baisse brutale des importations de gaz russe par la hausse des importations de GNL, le remplissage intégral des stockages et la mise en place des objectifs européens REPower EU pour assurer la sécurité d'approvisionnement, accroître l'indépendance énergétique et limiter l'augmentation des prix. La hausse des quantités de gaz transportées dans un contexte d'inversion des flux gaziers de l'Ouest vers l'Est et de développement de capacités rebours vers l'Allemagne montre la maturité atteinte par les réseaux gaziers français, la pertinence de leur dimensionnement et leur valeur assurantielle pour la France comme pour l'Europe.



Les orientations générales affichées par la CRE dans le document de consultation, qui répondent principalement à l'objectif de maîtrise des coûts unitaires, semblent pour la FNME CGT en décalage avec la réalité de nos activités et les constats que nous faisons plus haut. Aussi, de crainte de voir la résilience des réseaux mise à mal par une vision comptable de nos activités, nous souhaitons faire les remarques suivantes :

Comme le montre le rapport de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières, l'essentiel du réseau restera nécessaire à long terme malgré la baisse souhaitée des volumes de gaz acheminés. Les coûts des opérateurs étant dans leur écrasante majorité des coûts fixes, le premier principe tarifaire devrait selon la FNME CGT être le maintien du niveau actuel de la couverture des coûts assurant la sécurité et la performance industrielle des réseaux, à compléter par des moyens permettant aux opérateurs de répondre aux enjeux de décarbonation et d'intégration des gaz renouvelables. La baisse générale des moyens alloués affichée par le document de consultation ne semble pas aller dans ce sens : la trajectoire des charges nette d'exploitation prévue est notamment en retrait par rapport à l'estimé 2023.

Le document de consultation insiste sur l'objectif de maîtrise des charges nettes d'exploitation dont font partie les charges de personnel. Pour que des infrastructures soient résilientes tout en assurant la sécurité industrielle et la performance, un minimum d'actes de maintenance assurés par des salariés qualifiés et en nombre suffisant sont nécessaires. Dans un contexte de forte évolution de l'actif industriel, nous estimons que de très importants efforts d'efficience ont déjà été consentis puisque les effectifs sont stables - voire en légère régression - depuis 2012 et les charges d'exploitation ont globalement suivi l'inflation sur la période. Les efforts de « productivité » ont donc essentiellement reposé sur les salariés des opérateurs qui ne peuvent éternellement représenter la seule variable d'ajustement.

Les infrastructures gazières représentent un peu plus de 20% de la facture du client moyen. La hausse des prix du gaz sur la période récente est essentiellement imputable à la hausse du prix de la molécule dans un contexte de crise que la flexibilité des infrastructures a permis de limiter : La FNME CGT en veut pour preuve les écarts de prix constatés entre l'ouest et l'est de l'Europe. Pour la FNME CGT, il paraît donc dérisoire de vouloir contenir à tout prix le coût unitaire du transport à un moment où le prix de la molécule s'envole sans aucun service rendu additionnel.

Tout laisse penser que la transition énergétique aura un effet inflationniste. En effet, l'adaptation des modes de production, les investissements massifs et coûteux dans la production d'énergies bas carbone et les réseaux, ainsi que le « signal prix » qui renchérit les énergies fossiles au travers des taxes et des réglementations, conduiront à une hausse durable et globale du prix des énergies. L'impact de la hausse du coût unitaire de distribution doit donc être replacé dans un contexte global de hausse du prix de toutes les énergies.

La protection des utilisateurs du gaz doit selon la FNME CGT s'apprécier au niveau de la facture globale, et non sous le prisme des seuls coûts unitaires. En effet, sur le long terme, la baisse souhaitée des consommations, notamment du fait de l'efficacité énergétique, devrait compenser au niveau de la facture le renchérissement mécanique des coûts unitaires des réseaux.

Le principal levier de protection des utilisateurs est selon nous le maintien du nombre d'utilisateurs raccordés au gaz, combiné au développement des gaz décarbonés et aux efforts de sobriété et d'efficacité énergétique. Le cadre réglementaire devrait donc encourager les actions des opérateurs visant à développer et intégrer les gaz renouvelables, aider les



usagers à maîtriser leurs consommations et développer l'usage et inciter plus fortement le déploiement des pompes à chaleur hybrides. Les opérateurs devraient en outre pouvoir raccorder de nouveaux utilisateurs, les installations fioul, les collectivités là où les extensions de réseau pour raccorder les producteurs de biométhane se réalisent. Une telle possibilité présente un intérêt technique, économique et environnemental puisqu'elle pourrait éviter certains investissements de renforcement du réseau de gaz, comme électrique en privilégiant une consommation locale du biométhane et ainsi soulager les contraintes sur le ce réseau électrique en milieu rural qui, en plus de l'avènement des véhicules électriques, devra supporter sera surtout dû a un effet joule en période de grand froid.

Les technologies H2 et CO2 sont amenées à jouer un rôle dans la transition énergétique. La FNME CGT estime que dès lors qu'il y a un intérêt général à travailler sur ces questions pour l'ensemble des parties prenantes, la limitation de la R&D au strict domaine de la distribution de méthane est trop réductrice, quand bien même la CRE accompagnerait l'essor de ces filières par ailleurs. Dans les faits, les opérateurs de réseaux sont d'importants contributeurs au développement de ces technologies : il paraît donc opportun que le financement de l'effort de R&D se fasse dans un cadre régulé qui permet d'assurer la transparence des coûts, en conformité avec l'esprit de service public.

La FNME CGT note en revanche avec satisfaction la priorité donnée à la sécurité et l'intégrité des réseaux ainsi qu'à l'intégration du biométhane. Il est entendable que le tarif d'injection des gaz renouvelables et bas carbonés évolue pour mieux refléter les coûts générés par les nouveaux utilisateurs du réseau que sont les producteurs de gaz. Cette évolution ne doit cependant pas freiner l'essor de filières, émergentes pour certaines, et déjà fragilisées par le manque de soutien des pouvoirs publics pour d'autres.

### **Particulier (anonyme)**

Bonjour,

En tant que producteurs de biométhane la révision des timbres d'injection viendrait faire augmenter subitement nos charges d'utilisation du réseau / poste d'injection. Pour une Cmax de 78 Nm<sup>3</sup>/h l'augmentation du timbre 3 (présence de rebours sur la maille) est de 7 800 €/an et l'ajout du terme capacitaire atteindrait la somme de 2 628 €/an soit plus de 1% de notre chiffre d'affaires. Une hausse des coûts d'injection qui intervient après la construction des business plan. Depuis, la hausse des coûts de compression du biométhane vers le réseau ( 11 bars au lieu des 8 bars initialement prévus) et des coûts de fonctionnement se font ressentir du fait de la crise qui intervient ces deux dernières années (augmentation du coût de l'électricité de 50% à compter de mars 2024 et de 80% à compter de mars 2025 par rapport aux 3 années historiques).

La faisabilité technico-économique de notre projet a été évaluée sur la base de l'étude détaillée réalisée par GRDF en août 2019. Cette étude ne mentionnait pas les coûts associés à l'implantation et à l'exploitation d'un poste de rebours. Les retards liés à sa mise en service ont occasionné un préjudice économique de plus de 70 000 € au cours de notre première année d'exploitation.

En avril 2023, une fuite sur le réseau de GRDF a entraîné un arrêt de notre poste d'injection, nous estimons le préjudice à environ 5 000 EUR. Le 13 août 2023, le poste de rebours est tombé en panne. Nous avons baissé le régime d'alimentation de nos digesteurs pour limiter le risque de torchage ce qui a conduit à une baisse de notre production.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Notre assurance perte d'exploitation ne peut pas être activée dans ces situations, nous sommes seuls à assumer ces pertes.

Par ailleurs, de nouvelles exigences réglementaires s'ajoutent chaque année et génèrent de nouvelles lignes de coûts. Une nouvelle augmentation de charges aussi substantielle n'est pas acceptable et risque de conduire à des dérives ou des manquements sur d'autres postes. Ce n'est pas souhaitable pour l'avenir de la filière.

### **Chambres d'agriculture France**

Résumé de la position CdA France :

CdA France tient à souligner l'intérêt du rapport de la CRE sur l'avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 dans un contexte d'atteinte de neutralité carbone. Nous nous félicitons de la reconnaissance du rôle des infrastructures gaz dans le système énergétique français à moyen et long-terme. Aussi et de façon générale, CdA France ne comprend pas l'arbitrage à ce stade sur les dépenses d'investissement de GRDF. Le volume de dépenses envisagé ne permettra pas de répondre aux futurs objectifs d'au moins 50 TWh de biométhane injecté dans les réseaux d'ici 2030 tels qu'évoqués par les pouvoirs publics récemment. La réflexion dans l'épure de la PPE actuelle fausse les évolutions nécessaires en termes d'investissement, que ce soit pour l'adaptation des réseaux de distribution, ou en matière de dépenses de R&D. Dans cette même logique, la mise en place d'un mécanisme d'incitation à la priorisation des investissements, risque de limiter l'accès des projets de biométhane au raccordement. Ce mécanisme est selon nous, contraire à l'esprit du droit à l'injection.

Enfin CdA France est opposée aux propositions visant à faire évoluer le montant du timbre d'injection. Nous considérons que l'introduction de 3 timbres d'injection différents dans l'ATRD6 a amené de la complexité et de l'iniquité. L'augmentation sans préavis du montant des timbres d'injection n'est pas envisageable à si court terme.

### **Particulier (anonyme)**

En tant que producteur de biométhane, une nouvelle charge supplémentaire (ajout du terme capacitaire et augmentation du timbre d'injection) viendrait fortement impacter la rentabilité de notre unité.

Ces charges supplémentaires ne figurent pas dans notre business plan donc elles auront un impact négatif sur l'évolution de notre unité.

Avec une hausse des coûts de fonctionnement du fait de la crise, la charge électricité a bien été compensée par le nouveau indice au 1 juillet 2023 mais pas le restant des charges. Cette nouvelle charge devrait être financée par une augmentation du prix de vente de notre gaz pour la pérennité de notre installation.

Bien cordialement

## **CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE**

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

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

**CLCV**

Non

**CLEEE**

Non

Le bilan établi par la CRE à la fin de la période ATRD6 nous laisse très préoccupés. Nous comprenons que selon les règles tarifaires en vigueur, le bilan résultant se solde par une hausse de la BAR et 15.8% et une hausse des CNE hors énergie de 10.4% Ces hausses à couvrir a posteriori par le tarif deviennent insupportables pour le consommateur et plaident pour une refonte totale du mécanisme. Par ailleurs, le cadre actuel prévoit que les écart relatives aux investissements et les charges de capital soient portées par le tarif et non par les opérateurs ce qui nous paraît insupportable dans les conditions actuelles. Il nous semble INDISPENSABLE de proportionner les investissements aux MOYENS résultants pour les gestionnaires de réseau et donc de les réduire.

**Associations professionnelles**

**CNPG**

Sans avis

**Les Canalisateurs**

Sans avis

**ATEE CLUB BIOGAZ**

Non

**Methatlantique**

Sans avis

**CAPEB**

Sans avis

**COEDIS**

Sans avis

**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

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

gazières de bénéficier d'un très bon niveau de qualité de service et d'une facture maîtrisée aux réseaux 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.

### **Gaz et Territoires**

Oui

Globalement, Gaz et Territoires partage le bilan du cadre de régulation fait par la CRE, dans la mesure où il a permis aux utilisateurs des infrastructures de bénéficier d'un bon niveau de qualité de service tout en ayant un tarif d'acheminement maîtrisé, et à GRDF de se donner les moyens pour investir et innover.

Néanmoins, les mécanismes d'évolution annuelle des termes tarifaires, et notamment d'apurement du solde du CRCP, devront être revus afin de mieux tenir compte de l'inflation, du changement climatique et du contexte de transition énergétique, et éviter ainsi un solde de CRCP trop important en fin de période tarifaire comme ce sera le cas pour GRDF. Si aucune mesure n'est prise rapidement pour les ELD, celles-ci se retrouveront dans la même situation que GRDF dans deux ans.

### **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, et à financer les investissements nécessaires, tout en s'engageant dans la conversion numérique et dans le développement des gaz renouvelables a donné pleinement satisfaction.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **FDE 62**

Sans avis

### **Territoire d'Énergie Alsace**

Oui

#### **SDE22**

Réponse confidentielle

#### **FNCCR**

Réponse confidentielle

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****GAZFIO SAS****Réponse confidentielle****SAS PCH**

Sans avis

**SAS METHAMAINE**

Sans avis

**CH4PROCESS**

Oui

**SAS NEVEZUS**

Sans avis

**Producteur (anonyme)**

Sans avis

**EDF**

Oui

EDF juge que le cadre tarifaire mis en œuvre par la CRE a été globalement positif. Il a permis d'éviter des hausses tarifaires trop importantes tout en garantissant une bonne qualité de service. En revanche, EDF regrette que ce cadre tarifaire ait incité GRDF à augmenté le nombre de raccordements en faisant implicitement la promotion des usages gaz. Comme le montre l'annexe 1, le nombre de clients raccordés au réseau de GRDF a augmenté entre 2013 et 2022, en contradiction avec les objectifs de la politique publique.

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 et inutilement 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 globalement 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, de sécurité industrielle et de qualité de service.

**Producteur (anonyme)**

Oui

**TotalEnergies Electricité Gaz France**

Oui

TEEGF est en accord avec 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 satisfaction.

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

Oui

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

**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 en particulier du cadre de régulation actuel relatifs aux investissements en ce qu'il a permis :

- D'accompagner l'accélération du développement des sites d'injection de biométhane sur le réseau de GRDF, et de dépasser les objectifs initialement fixés par la PPE ;
- De répondre aux nouvelles exigences réglementaires qui se sont imposées à GRDF au cours de la période tarifaire ATRD6 ;
- De tenir les engagements pris au titre des contrats de concession dans le cadre de la mise en œuvre du nouveau modèle de cahier des charges validé avec les représentants des collectivités locales.



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

GRDF est donc favorable à la reconduction du cadre de régulation actuel des investissements, d'autant plus que la régulation incitative des coûts unitaires, contrepartie du fait que la CRE n'a pas compétence de validation du programme d'investissements de GRDF, a contribué sur la période tarifaire qui s'achève à la maîtrise des coûts que souligne la CRE.

GRDF souscrit également à 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 ». 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, avec des incidences majeures sur la gestion de l'entreprise.

La résilience du système est donc 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.

### **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.

### **Teréga**

RAS

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Oui

**FORLAM**

Oui

**Particulier (anonyme)**

Oui

**Particulier (anonyme)**

Sans avis

**Jérôme BTP**

Non

Si la contrainte côté consommateurs est importante, il faut la mettre au regard des évolutions réelles de coûts, dont l'effet ciseaux impacte directement les investissements (plus faciles à couper que le fonctionnement) et donc la pérennité et la sécurité des installations à terme.

**Particulier (anonyme)**

Non

Il est inexplicable de continuer à payer plus cher, et c'est inadmissible.

**FCE CFDT**

Oui

La CFDT partage dans l'ensemble. Le seul point d'alerte concerne le CRCP dont le montant est au-delà du raisonnable et aurait du faire l'objet d'un avenant.

**QUALIGAZ EVONIA**

Sans avis

**Bio Tank**

Sans avis

**Particulier (anonyme)****Oui**

Néanmoins, il y a plusieurs nuances à faire par rapport aux comparaisons effectuées :

-la maîtrise relative du tarif de distribution sur la période écoulée découle d'effets méthodologiques en grande partie, et en ce sens la comparaison avec le niveau de l'inflation cumulée n'est pas opérante. Si bien que cela conduit à une hausse en marche initiale en fourchette moyenne de 30% (qui inclut de ce fait les charges passées) au 1<sup>er</sup> Juillet 2024 selon la présente consultation.

-une présentation de l'évolution des CNE hors énergie par rapport à l'inflation cumulée. Bien que les charges d'énergie soient en grande partie non maîtrisables par l'opérateur, ils pèsent de facto sur la facture du consommateur.

-l'impossibilité avec les éléments fournis de valider l'opportunité à 100% des investissements réalisés (sans procès d'intention, mais en étant factuel). Encore moins de préjuger de la performance des « CNE hors énergie » par rapport à l'inflation cumulée sans visibilité sur l'existence éventuelle effective d'arbitrage avec les CCN non incitées (sans procès d'intention encore une fois).

**AgroParisTech****Sans avis****Particulier (anonyme)****Non****FNME-CGT****Non**

Non, la FNME CGT ne partage pas pour ce qui concerne les charges d'exploitation. Le mécanisme d'incitation pousse les opérateurs à sous-consommer l'enveloppe tarifaire des CNE à tel point, qu'à périmètre d'activité constant, les effectifs et le volume de certaines activités ont été significativement réduits. Cette course contre le tarif a des effets d'autant plus délétères qu'elle est intervenue en parallèle d'un développement des infrastructures. De telles évolutions ne sont pas sans impact sur le corps social des opérateurs et le service rendu aux usagers.

La méthode de la CRE consistant à prendre le réalisé 2022 comme référence pour le prochain tarif, (sans tenir compte des hausses de coûts attendues pour 2023 et des besoins nouveaux de la prochaine période tarifaire) place les agents dans une spirale « mortifère ».

**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**

**CLCV**

Non

Nous y sommes d'autant plus opposé que la hausse envisagée est brutale et dès le début de la période.

**CLEEE**

Oui

**Associations professionnelles**

**CNPG**

Sans avis

**ATEE CLUB BIOGAZ**

Sans avis

**CAPEB**

Sans avis

**COEDIS**

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.

**Gaz et Territoires**

Oui

Gaz et Territoires considère que la durée tarifaire de quatre ans est adaptée pour l'ensemble des infrastructures régulées. Néanmoins, le décalage de deux ans entre la période tarifaire de GRDF et celle des ELD gazières peut poser problème dans les concessions en cas de forte évolution du tarif en début de période, notamment dans celles situées à la frontière de nos territoires respectifs.

Les ELD gazières sont favorables au maintien de la clause de rendez-vous à mi-période pour ce qui concerne les charges d'exploitation.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

De manière générale, il conviendrait également de s'assurer que toute conséquence d'un changement législatif ou réglementaire initié avant la délibération finale de la CRE, soit prise en compte dans le futur tarif dès lors que le changement aura été acté.

Ainsi, par exemple, Gaz et Territoires s'étonne du fait que la CRE n'a pas pris en compte, dans la présente consultation publique, l'impact du futur règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie, alors que cela a été le cas dans la consultation publique du 26 juillet 2023 relative au tarif de GRTgaz et de Terega. Etant donné que ces nouvelles obligations concerneront tous les opérateurs gaziers, les ELD souhaitent que la CRE adopte les mêmes principes pour les GRD que pour les GRT, à savoir la fixation de la trajectoire de charges ainsi que le cadre de régulation une fois le règlement européen entériné.

### **Uprigaz**

L'UPRIGAZ considère que l'exercice tarifaire auquel le régulateur et les opérateurs se livrent est relativement lourd. Une période de 4 ans retenue pour l'ensemble des infrastructures régulées 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.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **FDE 62**

Oui

#### **Territoire d'Energie Alsace**

Oui

#### **SDE22**

Réponse confidentielle

#### **FNCCR**

Réponse confidentielle

#### **territoire d'énergie orne**

Oui

Le Te61 ne voit aucun motif de nature à s'opposer à ces deux constats

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

**GAZFIO SAS****Réponse confidentielle****SAS PCH**

Oui

**SAS METHAMAINE**

Oui

**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 fournisseurs. Il paraît utile de conserver la clause de rendez-vous à mi-période qui permet de faire évoluer le cadre tarifaire en cours de période, notamment en cas de bouleversements du cadre réglementaire ou législatif qui introduirait des changements significatifs des charges d'exploitation du Distributeur.

**CH4PROCESS**

Oui

**SAS NEVEZUS**

Sans avis

**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**

Oui

Comme nous l'avons déjà indiqué au moment de la définition de l'ATRD6, la période de 4 ans permet de donner de la visibilité à tous les acteurs au moment de la fixation du tarif. En revanche, à mesure que la période avance, la visibilité se réduit jusqu'à devenir totalement nulle la dernière année.



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Le sujet n'est pas simple, mais il serait intéressant d'explorer la possibilité et l'opportunité de basculer sur des périodes tarifaires glissantes pour maintenir une visibilité suffisante et éviter les évolutions brutales du tarif à chaque nouvelle période.

**Producteur (anonyme)**

Oui

**TotalEnergies Electricité Gaz France**

Oui

TEEGF considère qu'une période de quatre 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**

**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 ATRD7 suivie d'une mise à jour de cette trajectoire en cours de période tarifaire à l'occasion de l'adoption du règlement).

**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 se demander si une clause de revoyure ne devrait pas également être prévue en cas de dérive significative des recettes d'acheminement liée à l'attrition accélérée du portefeuille clients et / ou à la baisse accrue des consommations par rapport aux trajectoires prévisionnelles retenues dans la délibération ATRD7. Si les impacts liés au recalage du portefeuille n'étaient pas « sortis » du plafonnement de l'apurement annuel du CRCP (facteur k), cela pourrait alors justifier une revoyure de l'équilibre tarifaire à mi-période, indépendamment du recalage des charges d'exploitation, pour éviter une dérive du CRCP sur les deux dernières années du tarif ATRD7.

Par ailleurs, GRDF considère qu'il est absolument nécessaire de prévoir pour l'ATRD7, à l'instar de ce que la CRE a proposé dans les consultations publiques pour l'ATRT8 et pour l'ATS2, un calendrier décalé de fixation du cadre de régulation et de la trajectoire des

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

charges à couvrir au titre de la mise en œuvre du futur règlement européen visant à réduire les émissions de méthane du secteur de l'énergie.

**Enedis**

Oui

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.

**Teréga**

RAS

**Autres acteurs**

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Oui

**Particulier (anonyme)**

Non

la durée pourrait être allongée pour donner plus de visibilité au gestionnaire dans cette période où l'énergie est devenue un bien soumis aux turbulences géopolitiques. des clauses peuvent être calées tous les 2 ans.

**FORLAM**

Oui

oui, sauf si l'inflation reste au niveau actuel ou augmente encore. Une hausse tarifaire importante n'est pas transférable à 100% aux clients, aussi tout autre paramètre qui pénalisera nos coûts deviendra un risque pour notre pérennité.

**Particulier (anonyme)**

Non

Une durée plus longue (8 à 10 ans) permet une stabilité des tarifs pour nous particuliers.

**Particulier (anonyme)**

Oui

**Jérôme BTP****Oui**

2 ans semble cohérent au regard de la vie économique hors évènements exceptionnels qui nécessiteraient une revoyure additionnelle (Ukraine, etc.)

**Particulier (anonyme)****Non**

Comme c'est présenté on nous fait croire qu'on participe au fonctionnement de la tarification, alors que dans les faits on est des vaches à lait .... c'est comme à la pompe, quand il y a des hausses, elles sont immédiates, et quand il y a des baisses, il faut attendre, et les baisses ne sont jamais appliquées en totalité accompagnées d'excuses bidon.

**FCE CFDT****Oui**

La CFDT partage les deux points

**QUALIGAZ EVONIA****Sans avis****Bio Tank****Sans avis****Particulier (anonyme)****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 préciser plus finement les conditions précises de son activation à des fins de prévisibilité pour l'opérateur et de « dissuasion effective » par l'autorité de régulation.

Au-delà de l'impact de décisions réglementaires éventuelles conduisant à des augmentations de CNE d'au moins 1% par rapport à la trajectoire prévisionnelle, 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 car en l'occurrence GRDF est une entreprise responsable qui a à cœur l'intérêt des consommateurs d'abord.

**AgroParisTech**

Sans avis

**Particulier (anonyme)**

Sans avis

**FNME-CGT**

La FNME CGT ne partage pas le point de vue de la CRE qui considère que la durée de la période tarifaire est adaptée et « donne le temps aux opérateurs pour engager des efforts de productivité ». En effet, les objectifs de réduction de coûts qui se renforcent à chaque nouveau tarif conduisent les opérateurs à mener des réorganisations quasi permanentes pour préserver leur rentabilité. L'instabilité ainsi générée est de nature à distraire les agents de la mission de service public qu'ils ont à cœur d'assurer.

Une réflexion sur l'allongement de la période tarifaire ferait selon nous sens. Une durée de 5 ans permettrait par exemple de caler le rythme des renouvellements tarifaires sur celui des grands débats de politique énergétique.

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

c'est une méthode qui empêche tout point de vue normatif sérieux en termes de gains de productivité et d'adaptation. Or s'agissant d'un secteur ayant vocation à disparaître plus ou moins, l'absence de point de vue normatif rend la démarche inopérante. Elle fonctionne à peu près sur un dossier classique au fil de l'eau, pas ici)

**CLEEE**

Actuellement, le Revenu Autorisé prévisionnel de GRDF inclut les CNE (charges Nettes d'Exploitation), les CCN (Charges de Capital Normatives), le CRCP et un terme de Lissage (LIS). Le CCN est lui-même fixé sur la BAR (Base d'Actif Régulés) et le CMPC (Coût Moyen Pondéré du Capital). Ce CMPC devant permettre (je cite) "une rentabilité des fonds propres comparable à celles que GRDF pourrait obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables".

Dans la configuration actuelle de baisse marquée du nombre des contributeurs au tarif se traduisant par une hausse **immodérée** des tarifs, il faut impérativement baisser les Charges d'Exploitation et le niveau du CMPC, sans uniquement se préoccuper du taux de rentabilité théorique. Dans la proposition de la CRE nous ne voyons PAS d'adaptation à ce nouveau cadre. Nous plaçons pour un PLAFONNEMENT du CMPC tenant compte de la situation catastrophique d'évolution des tarifs

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Pas de remarques particulières

**France Gaz**

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.

**Gaz et Territoires**

Gaz et Territoires n'a pas de remarque particulière sur la méthode de détermination du revenu autorisé.

Toutefois, les ELD gazières soulignent le manque de clarté et de visibilité donné par la CRE lorsqu'elle évoque le terme de lissage au niveau du revenu autorisé, en lien avec le facteur X permettant le lissage des recettes tarifaires dans la formule de construction de l'évolution de type  $Z = IPC + X + k$ .

**Uprigaz**

La méthode de détermination du revenu autorisé déjà en vigueur dans les précédents tarifs n'appelle pas de modification pour l'ATRD7.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**FNCCR**

Réponse confidentielle

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Aucunes

**ENGIE**

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.

### **CH4PROCESS**

Sur la partie amortissement des actifs, les postes de livraison, détente et comptage apparaissent mais pas les postes d'injection. Dans le cadre des productions de gaz verts et injection sur le réseau, ces ouvrages sont aujourd'hui à considérer : une durée de vie de 40 ans paraît toutefois trop importante, notamment sur les éléments d'odorisation et contrôle qualité. Peut-être ces éléments sont-ils considérés dans les "autres installations annexes"?

Avec un retour à des productions locales de gaz sur le territoire, peut-être une nouvelle catégorie d'actif relative aux postes d'injection est-elle à ajouter? Même remarque pour les ouvrages de rebours, même si cela se rapproche déjà plus des actifs compression.

### **EDF**

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.

### **TotalEnergies Electricité Gaz France**

TEEGF estime que la méthode actuelle de détermination du revenu autorisé est adaptée

### **ENI**

Concernant les OPEX couvertes par le tarif, la régulation incitative mise en oeuvre par la CRE est utile pour révéler les véritables coûts des opérateurs. Cette méthode est efficace si les gains réalisés par GRDF bénéficient également aux consommateurs, à travers leur prise en compte à 100% dans la trajectoire de charge définie pour la période suivante.

Ainsi, sur les derniers exercices tarifaires, GRDF bat systématiquement la trajectoire fixée par la CRE mais les gains de productivité ne semblent pas bénéficier totalement aux utilisateurs du réseau compte tenu de la hausse des trajectoires d'OPEX d'un exercice à l'autre, largement plus élevée que les gains réalisés.

L'analyse des bilans de l'ATRD depuis l'ATRD4 montre :

- que GRDF bat systématiquement la trajectoire fixée par la CRE : -94 M€ pour ATRD4, -132 M€ pour ATRD5, -68 M€ pour ATRD6. GRDF a pu conserver 100% de ces gains, ce qui représente entre 1,1% et 2,2% des OPEX pour chaque période
- mais que les hausses d'OPEX lors de la fixation de la trajectoire pour la période suivante sont élevées : +3,7 % pour ATRD5, +5,3% pour ATRD6 et +7% envisagés pour ATRD7.



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Dans ces conditions, nous nous interrogeons sur la bonne répercussion de la totalité des gains de productivité révélés par GRDF dans les trajectoires tarifaires.

Par ailleurs, nous sommes opposés à ce que les charges de R&D prennent en compte des postes relatifs au développement des gaz verts (biométhane ou l'hydrogène) et aux usages aval. Nous considérons que ce n'est pas aux opérateurs de réseaux de mener ces actions, d'autant que de nombreux mécanismes de financement de la R&D et du développement des gaz verts, en particulier de l'hydrogène, existent déjà.

Les investissements de l'opérateur de réseau doivent se limiter au réseau et suivre une perspective de retour sur investissement positif dans un délai suffisamment raisonnable.

### **Anode**

Concernant les OPEX couvertes par le tarif, la régulation incitative mise en oeuvre par la CRE est utile pour révéler les véritables coûts des opérateurs. Cette méthode est efficace si les gains réalisés par GRDF bénéficient également aux consommateurs, à travers leur prise en compte à 100% dans la trajectoire de charge définie pour la période suivante.

Ainsi, sur les derniers exercices tarifaires, GRDF bat systématiquement la trajectoire fixée par la CRE mais les gains de productivité ne semblent pas bénéficier totalement aux utilisateurs du réseau compte tenu de la hausse des trajectoires d'OPEX d'un exercice à l'autre, largement plus élevée que les gains réalisés.

L'analyse des bilans de l'ATRD depuis l'ATRD4 montre :

- que GRDF bat systématiquement la trajectoire fixée par la CRE : -94 M€ pour ATRD4, - 132 M€ pour ATRD5, -68 M€ pour ATRD6. GRDF a pu conserver 100% de ces gains, ce qui représente entre 1,1% et 2,2% des OPEX pour chaque période
- mais que les hausses d'OPEX lors de la fixation de la trajectoire pour la période suivante sont élevées : +3,7 % pour ATRD5, +5,3% pour ATRD6 et +7% envisagés pour ATRD7.

Dans ces conditions, nous nous interrogeons sur la bonne répercussion de la totalité des gains de productivité révélés par GRDF dans les trajectoires tarifaires.

Par ailleurs, nous sommes opposés à ce que les charges de R&D prennent en compte des postes relatifs au développement des gaz verts (biométhane ou l'hydrogène) et aux usages aval. Nous considérons que ce n'est pas aux opérateurs de réseaux de mener ces actions, d'autant que de nombreux mécanismes de financement de la R&D et du développement des gaz verts, en particulier de l'hydrogène, existent déjà.

Les investissements de l'opérateur de réseau doivent se limiter au réseau et suivre une perspective de retour sur investissement positif dans un délai suffisamment raisonnable.

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

#### **GRTgaz**

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

#### **GRDF**

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

**Enedis****Favorable**

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

Concernant les charges de capital normatives, Enedis considère que 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.

**Teréga**

RAS

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)**

Le calcul est totalement inapproprié.

Une augmentation de 30% est disproportionnée.

**FORLAM**

non

**Particulier (anonyme)**

non

**FCE CFDT**

Dans la construction la CFDT est favorable

**Particulier (anonyme)**

Ce mécanisme qui reprend à la fois une incitation des charges tout en lissant le recouvrement des recettes dans le cadre d'un équilibre tarifaire (distinct du lissage par le facteur X éventuel) et assure un taux de rémunération incitatif, 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.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

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.

### **FNME CGT**

La **FNME CGT** n'a pas de remarques sinon que nous sommes favorables à une stabilité du mode de calcul du revenu autorisé qui donne une visibilité à toutes les parties prenantes, ce qui est un objectif important de la régulation.

**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**

#### **CLCV**

Ni favorable, ni défavorable

#### **CLEEE**

Défavorable

Nous nous **opposons fermement** à ce changement de méthode. Et ce aussi bien pour les actifs historiques que les nouveaux actifs. Il est pour nous hors de question que lorsque la situation est moins favorable à l'opérateur une méthode différente soit choisie, d'autant qu'in fine c'est l'utilisateur qui paiera le surplus.

### **Associations professionnelles**

#### **CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

#### **COEDIS**

Ni favorable, ni défavorable

#### **France Gaz**

Favorable

France Gaz considère que les évolutions du contexte macro-économique, marquées 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 n'est pas nécessairement fléché par actif.

### **Gaz et Territoires**

#### **Ni favorable, ni défavorable**

Gaz et Territoires 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, Gaz et Territoires 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. Il est donc impératif de garantir au gestionnaire de réseau une juste rémunération des investissements réalisés, afin de lui permettre d'assurer la sécurité des personnes et des biens et de contribuer à la transition énergétique.

La CRE souhaiterait appliquer le taux de rémunération de court terme sur la seule période tarifaire en cours, à l'issue de laquelle les nouveaux actifs intégreraient 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 tarifaire en cours, sans garantie ni que ce taux fondé sur des données de court terme soit représentatif de conditions de financement de la période, ni que le taux historique qui s'appliquerait à ces actifs 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.

Les ELD gazières rappellent qu'il serait plus cohérent de maintenir le 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.

**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 conduirait 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 davantage de lisibilité au marché et plus de simplicité car un double taux nécessiterait le suivi de deux BAR distinctes.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****Territoire d'Energie Alsace**

Défavorable

**SDE22**

Réponse confidentielle

Le SDE22 préfère rester sur la méthode historique (ATRD6) par souci de simplicité et de lisibilité.

**FNCCR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Défavorable

Le changement de méthode sur la fixation du coût moyen pondéré risque d'accroître la complexité du CMPC et le fait de proposer la mise en place d'un double taux est un non-sens au regard de l'augmentation des derniers taux. Avis défavorable

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

Réponse confidentielle

**SAS PCH****Favorable**

taux unique pondéré

**SAS METHAMAINE****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 CPMC réel avant impôt envisagée par la CRE [2,9% - 4%], 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 (4,1% pour l'ATRD6).

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.

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.

**CH4PROCESS****Ni favorable, ni défavorable****SAS NEVEZUS****Ni favorable, ni défavorable****EDF****Favorable**



La méthode actuelle pour fixer le CMPC se justifiait dans un contexte de relative 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.

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 actions.

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**

Non

La méthodologie de calcul du CMPC utilisée par la CRE depuis plusieurs années est basée sur des données, telles que le taux sans risque, considérées sur une période de 10 ans.

Cette méthode permet notamment de stabiliser le CMPC face à la volatilité des marchés financiers. Pour le prochain exercice tarifaire, la CRE prévoit de réduire la durée de lissage pour les nouveaux investissements afin de mieux prendre en compte la remontée récente des taux d'intérêt. Nous sommes défavorables à cette évolution pour les raisons exposées ci-dessous.

1. L'inertie de la méthode a conduit sur les périodes tarifaires précédentes à une baisse du CMPC moins rapide que celle des taux d'intérêt au bénéfice des actionnaires des opérateurs, qui ont obtenu une rémunération supérieure à leurs coûts de financement, et au détriment des utilisateurs, qui sont perdants quelle que soit la configuration des marchés. Ainsi, cette révision entraîne une asymétrie de traitement entre les opérateurs et les utilisateurs qui n'est pas acceptable.

2. La dissonance, entre la crainte de non réalisation des investissements qui justifie cette évolution et la volonté de limiter les investissements des opérateurs au strict minimum pour éviter les coûts échoués, ne plaide pas en faveur de cette évolution.

En effet, les investissements à réaliser par les opérateurs sur l'ATRD7 concernent principalement la maintenance liée à la sécurité des réseaux et le raccordement des sites d'injection de biométhane, pour lesquels GRDF a des obligations législatives et réglementaires.

Par ailleurs, les opérateurs, comme leurs actionnaires, ne peuvent rogner sur ces deux typologies d'investissements qui sont clés pour la pérennité de leurs activités.

3. Nous souhaitons avoir de la visibilité sur le niveau de bêta envisagé par la CRE pour le calcul du CMPC car, si le contexte de marché est plus risqué que jamais, les revenus des opérateurs d'infrastructures sont déjà très fortement dé-risqués : 100% des revenus liés aux consommations, 100% de leurs investissements et 80% de leurs coûts d'énergie sont couverts ce qui est unique et a une très grande valeur dans le contexte actuel de très forte volatilité des prix. Cette protection devrait se refléter dans le niveau du bêta fixé par la CRE.

### **Anode**

Non

La méthodologie de calcul du CMPC utilisée par la CRE depuis plusieurs années est basée sur des données, telles que le taux sans risque, considérées sur une période de 10 ans. Cette méthode permet notamment de stabiliser le CMPC face à la volatilité des marchés financiers. Pour le prochain exercice tarifaire, la CRE prévoit de réduire la durée de lissage pour les nouveaux investissements afin de mieux prendre en compte la remontée récente des taux d'intérêt. Nous sommes défavorables à cette évolution pour les raisons exposées ci-dessous.

1. L'inertie de la méthode a conduit sur les périodes tarifaires précédentes à une baisse du CMPC moins rapide que celle des taux d'intérêt au bénéfice des actionnaires des opérateurs, qui ont obtenu une rémunération supérieure à leurs coûts de financement, et au détriment des utilisateurs, qui sont perdants quelle que soit la configuration des marchés. Ainsi, cette révision entraîne une asymétrie de traitement entre les opérateurs et les utilisateurs qui n'est pas acceptable.

2. La dissonance, entre la crainte de non réalisation des investissements qui justifie cette évolution et la volonté de limiter les investissements des opérateurs au strict minimum pour éviter les coûts échoués, ne plaide pas en faveur de cette évolution.

En effet, les investissements à réaliser par les opérateurs sur l'ATRD7 concernent principalement la maintenance liée à la sécurité des réseaux et le raccordement des sites d'injection de biométhane, pour lesquels GRDF a des obligations législatives et réglementaires.

Par ailleurs, les opérateurs, comme leurs actionnaires, ne peuvent rogner sur ces deux typologies d'investissements qui sont clés pour la pérennité de leurs activités.

3. Nous souhaitons avoir de la visibilité sur le niveau de bêta envisagé par la CRE pour le calcul du CMPC car, si le contexte de marché est plus risqué que jamais, les revenus des opérateurs d'infrastructures sont déjà très fortement dé-risqués : 100% des revenus liés aux consommations, 100% de leurs investissements et 80% de leurs coûts d'énergie sont couverts ce qui est unique et a une très grande valeur dans le contexte actuel de très forte volatilité des prix. Cette protection devrait se refléter dans le niveau du bêta fixé par la CRE.

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

#### **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 ATRD7 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.

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 des entreprises, qui se financent à différentes périodes selon leurs besoins globaux en fonction de leurs revenus, des nouveaux investissements et du refinancement des actifs historiques.

#### **GRDF**

##### **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 intégreraient 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.



Enedis partage le constat fait par les opérateurs gaziers et la CRE : la méthode historique appliquée à l'ATRD7 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.

### **Teréga**

Teréga est favorable à une évolution de la méthodologie de détermination du coût moyen pondéré du capital permettant de définir une rémunération intégrant davantage les nouvelles conditions de marché dans un contexte de forte hausse des taux d'intérêt.

Plus précisément, Teréga considère nécessaire de faire évoluer la méthodologie pour estimer certains paramètres du CMPC, notamment le taux sans risque et le coût de la dette. En effet, dans la mesure où la méthodologie habituellement utilisée par la CRE repose sur des données historiques, elle conduirait à sous-estimer les coûts de financement de l'opérateur au cours de la période tarifaire à venir.

Pour autant, si Teréga est favorable à un changement de méthodologie permettant de mieux refléter les conditions de court terme, Teréga rejette l'idée d'un double taux. L'application d'un taux de rémunération de long terme aux actifs historiques et d'un taux de court terme aux nouveaux actifs n'est pas cohérente avec le financement des actifs par les opérateurs. En effet, la proposition dans la consultation implique que les actifs existants ont déjà été financés sur l'ensemble de leur durée de vie; or les investissements réalisés par les opérateurs gaziers ont une durée de vie longue, et dans les faits les financements souscrits par l'opérateur pour réaliser ces investissements ne couvrent pas leur durée de vie et nécessitent d'être refinancés à plusieurs reprises au cours de leur durée de vie, à des conditions qui seront graduellement différentes. Par ailleurs, la proposition actuelle conduirait par exemple à ce qu'un actif mis en service la dernière année de la période tarifaire en cours soit considéré dès l'année suivante comme un actif dit historique et



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

rémunéré comme tel quand bien même la quasi-totalité de sa durée de vie resterait à venir. La prise en compte des conditions économiques attendues sur la prochaine période tarifaire doit par conséquent se traduire par un coût de la dette unique résultant d'une pondération entre conditions de marché historiques et nouvelles conditions de marché.

La seconde composante du CMPC, à savoir le coût des fonds propres, doit par ailleurs permettre à l'investisseur une juste rémunération de son capital pour la période tarifaire concernée sur la base des conditions de marché actuelles et ce pour l'ensemble des actifs, historiques ou nouveaux. La combinaison de ces deux paramètres permet l'obtention d'un taux unique prenant en compte les évolutions des marchés.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Ni favorable, ni défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

Taux unique pondéré.

### **Jérôme BTP**

Ni favorable, ni défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

non

### **FCE CFDT**

Défavorable

La CFDT n'est pas favorable à cette mise en place. Il faut refléter les couts moyens sur la période. Cela rendra le tarif illisible par le consommateur.

#### **Particulier (anonyme)**

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 consultation. 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.

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**FNME-CGT**

Défavorable

La FNME CGT n'est pas favorable à l'existence de plusieurs taux de rémunération des actifs.

- Premièrement, le dispositif proposé rendrait le tarif trop complexe et difficilement lisible par les différentes parties prenantes des opérateurs.
- En second lieu, pour la FNME CGT, il semble que le basculement d'actifs du taux court terme vers le taux longs terme à chaque nouvelle période tarifaire va à l'encontre de l'objectif de visibilité poursuivi par le tarif.
- En outre, la méthode de calcul ne semble pas correspondre pour la FNME CGT à ce que doit être le mode de prise de décision des opérateurs en matière d'investissement. La FNME CGT souhaite que de telles décisions répondent à des logiques industrielles au lieu de dépendre des évolutions court terme des taux d'intérêt.

**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**

Comme nous nous opposons au changement de méthode nous n'avons rien à ajouter sur cette question

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Pas d'avis

**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.

**Gaz et Territoires**

Si un taux unique devait être retenu, Gaz et Territoires estime que la pondération 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 qui impliquerait de mener des analyses complémentaires.

**Uprigaz**

Voir réponse question 4.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCCR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Le changement de méthode brisera l'équilibre mis en place. Avis défavorable

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

raccourcir la durée d'observation

**SAS METHAMAINE**

Taux d'effluents d'élevage dans la ration

**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.

**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.

**TotalEnergies Electricité Gaz France**

TEEGF est défavorable à un changement de méthode pour la fixation du coût moyen pondéré du capital. Les principes actuels ont été satisfaisants jusqu'à présent, et il est jugé prématuré d'envisager un changement sur la seule observation de l'année 2022.

TEEGF observe un revirement des opérateurs d'infrastructures qui, lors des consultations de 2019, s'étaient prononcés contre l'utilisation de valeurs court terme, ce qui soulève des interrogations sur leurs motivations actuelles. De plus, TEEGF souligne l'absence de traitement de la question du bêta alors que c'est un élément important pour traduire le risque de l'activité. Nous rappelons que lors de la période ATRD6, le taux retenu était supérieur à celui préconisé par les différentes sociétés d'audits et qu'une faible variation de ce taux engendre une différence importante dans la rémunération des actifs et un impact loin d'être négligeable sur le tarif à payer par les utilisateurs.

En résumé, TEEGF est défavorable à modifier la méthode actuelle, estimant qu'elle protège le GRD lorsque les taux diminuent, et qu'elle devrait par symétrie jouer le même rôle protecteur des consommateurs en cas d'augmentation des taux, l'objectif étant de lisser les évolutions dans la durée et d'éviter des évolutions tarifaires (à la hausse comme à la baisse) trop brutales.

**ENI**

Nous ne sommes pas favorables à une évolution de la méthode de calcul du CMPC et donc à l'application d'un taux différencié pour les nouveaux investissements.

**Anode**

Nous ne sommes pas favorables à une évolution de la méthode de calcul du CMPC et donc à l'application d'un taux différencié pour les nouveaux investissements.

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

**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.

**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.

**Teréga**

En prolongement des arguments présentés précédemment, le taux unique de rémunération devrait être basé sur une pondération du coût de la dette intégrant la réalité des coûts de financement et refinancement des opérateurs. Il est à noter que plusieurs régulations en Europe prévoient que le coût réel de la dette soit répercuté directement dans le CPMC. S'agissant du coût des fonds propres, seul un taux unique est pertinent basé sur les conditions économiques actuelles pour éviter un risque de sous-investissement.

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)**

Les prix du marché libre sont totalement délirant, et revoir le marché libre du gaz afin de profiter au consommateur.

**Particulier (anonyme)**

proche de l'inflation

**Particulier (anonyme)**

Sur la base de l'inflation et d'une année pleine d'activité.

**Particulier (anonyme)**

selon l'enrichissement entre autre de total sur la période avec des dividendes redistribuées à des spéculateurs ....

**FCE CFDT**

La moyenne sur 10 ans, basé sur l'OAT avec un spread du au risque.

**Particulier (anonyme)**

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 sur le sujet, dans la mesure où ces évolutions contribuent de façon non négligeable à des hausses tarifaires estimées conséquentes en 2024 (~30% en moyenne selon la présente consultation).

**FNME-CGT**

Si le régulateur souhaite prendre en compte la hausse des taux sans risque, la méthode devrait consister à intégrer les taux d'intérêt et les investissements prévisionnels au calcul du taux de rémunération des actifs. Ce taux unique, qui aurait l'avantage de la simplicité, serait une moyenne des coûts de financement pondérés par les montants des investissements passés et futurs en prenant en compte la durée de vie des actifs.

Cela étant dit, la FNME CGT est inquiète des possibles conséquences d'une baisse de la rémunération de la BAR que les opérateurs seraient tentés de compenser, dans une logique court-termiste par une pression supplémentaire sur les CNE impactant défavorablement les personnels comme l'outil industriel.

**Question 6 : Êtes-vous favorable au maintien de la régulation incitative relative aux coûts échoués de GRDF ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLCV**

Défavorable

cette régulation incitative est très marginale. Elle doit être revue de fond en comble et adaptée à un contexte de baisse des volumes/décommissionnement du réseau sur le long terme

**CLEEE**

Ni favorable, ni défavorable



**Associations professionnelles****CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**COEDIS**

Ni favorable, ni défavorable

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**France Gaz**

Favorable

France Gaz est favorable au maintien de la régulation incitative des coûts échoués de GRDF.

**Gaz et Territoires**

Favorable

Depuis la période ATRD6 de GRDF, le tarif couvre les coûts échoués sur la base d'une trajectoire prévisionnelle et d'une analyse au cas par cas. Gaz et Territoires considère que cette évolution apportée dans le cadre de l'ATRD6 allait dans le bon sens.

Néanmoins, les ELD gazières rappellent que les coûts échoués sont, par nature, difficilement prévisibles et non maîtrisables, et résultent principalement de déplacements d'ouvrages à la demande de tiers (exemples : construction d'une ligne de Tramway, aménagement de voirie, plantation d'arbres) pour lesquels l'opérateur n'est pas à l'origine de la décision. La totalité de ces coûts devrait en conséquence être prise en compte au CRCP.

Par ailleurs, compte-tenu du mécanisme de rémunération des actifs appliqué aux opérateurs gaziers, la juste couverture des coûts échoués devrait correspondre à la valeur résiduelle de l'ouvrage telle que figurant dans la BAR et non à sa valeur nette comptable.

**Uprigaz**

La régulation incitative relative aux coûts échoués actuellement en vigueur permet à la fois d'assurer la couverture des coûts échoués récurrents de GRDF 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 l'opérateur. Ce dispositif qui fait consensus n'appelle pas de modification. Il nous apparaît que la solution retenue par la CRE pour les GRT et les opérateurs de stockage est parfaitement transposables à tous les GRD.

S'agissant de concessions délivrées par les collectivités locales, il se peut que celles-ci manifestent un intérêt particulier au maintien en service d'un ouvrage (dont elle serait propriétaire en application du droit commun des concessions). Dans ce cas, les

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

conséquences économiques du maintien en activité de l'ouvrage doivent être prises en compte par l'autorité concédante.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCCR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Favorable

Oui. Nous souhaiterions cependant avoir un aperçu net du delta apporté par la régulation de l'investissement et son impact concret sur les coûts échoués.

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**SAS METHAMAINE**

Ni favorable, ni défavorable

**ENGIE**

Ni favorable, ni défavorable

ENGIE souligne que GRDF n'a pas bénéficié sur les périodes tarifaires précédentes d'une couverture de ses coûts échoués, au contraire des opérateurs de transport.

ENGIE est favorable à une régulation incitative des coûts échoués dans l'ATRD6, mais estime que la réponse dépend grandement de la nature et de la cause des coûts échoués :

a) Pour les coûts échoués récurrents ou prévisibles liés à l'exploitation normale du réseau et aux aléas industriels auquel tout opérateur doit faire face (obsolescence précoce, ...) : ENGIE considère qu'une régulation incitative avec une trajectoire de coûts définie dans les charges nettes d'exploitation serait vertueuse et pleinement fondée

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

b) 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

c) 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 sur une zone géographique localisée) : dans ce cas, une prise en charge par le tarif régulé de la BAR résiduelle des actifs concernés s'impose, par exemple au moyen d'amortissements accélérés ou d'une durée d'amortissement réduite.

### **CH4PROCESS**

Ni favorable, ni défavorable

### **EDF**

Défavorable

S'agissant des éventuels coûts échoués, EDF considère que les investissements réalisés à la demande de tiers, en particulier émanant de la puissance publique, doivent être couverts par le tarif et est favorable à une couverture de l'intégralité des coûts échoués via le CRCP.

### **TotalEnergies Electricité Gaz France**

Favorable

TEEGF est favorable au maintien de la régulation incitative.

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

#### **GRTgaz**

Favorable

GRTgaz est favorable au maintien de la régulation incitative relative aux coûts échoués de GRDF.

#### **GRDF**

Favorable

GRDF est favorable au maintien de la régulation incitative relative aux couts échoués, tout en réaffirmant que la juste couverture des couts 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 et demande que, sur la période ATRD7, cette couverture des couts échoués non récurrents ou prévisibles devienne effective.

#### **Enedis**

**Favorable**

L'enjeu de la régulation incitative des coûts échoués résultant de la valeur nette comptable des actifs retirés de l'inventaire réside notamment dans la capacité à déterminer en amont une trajectoire des coûts échoués récurrents dans la mesure où ces coûts échoués sont par nature volatils car provenant de chantiers de déplacements/modifications d'ouvrages à la demande de tiers, de chantiers de maintenance curative, de chantiers consécutifs aux aléas climatiques ou de remplacement de matériel pour obsolescence.

A défaut de couverture dans le CRCP, Enedis est favorable au mécanisme mis en place d'analyse au cas par cas de la couverture des coûts échoués non récurrents ou non prévisibles à intégrer au CRCP.

**Teréga**

RAS

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)****Défavorable****Particulier (anonyme)****Défavorable****Particulier (anonyme)****Favorable**

vérifier la pertinence de l'euro investi

**Particulier (anonyme)****Défavorable****Jérôme BTP****Favorable****Particulier (anonyme)****Ni favorable, ni défavorable****FCE CFDT**

Favorable

La CFDT est favorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

Vu le contexte à venir et les évolutions réglementaires et législatives passées et à venir, ce cadre de régulation est a priori nécessaire. L'opérateur ne peut être pénalisé par la non-prise en charge de coûts échoués dès lors qu'il « subit » une désincitation à l'usage gaz, gris a minima.

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

**FNME-CGT**

Favorable

La FNME CGT est favorable à la reconduction du dispositif.

**Question 7 : Êtes-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**

**CLCV**

Défavorable

Même réponse que question 6

**CLEEE**

Défavorable

Même si aujourd'hui la répartition est de 80/20 entre les utilisateurs et les opérateurs il nous semble qu'au vu des évolutions tarifaires il faille intégrer les actifs cédés à 100% au CRCP.

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**COEDIS**

Ni favorable, ni défavorable

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**France Gaz**

Favorable

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

**Gaz et Territoires**

Favorable

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

Toutefois, dans la même logique que pour les coûts échoués, Gaz et Territoires s'interroge sur la valeur résiduelle prise en compte pour la détermination de la plus ou moins-value de cession, qui devrait correspondre à la valeur résiduelle de l'actif immobilier telle que figurant dans la BAR et non à sa valeur nette comptable.

**Uprigaz**

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

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**Territoire d'Energie Alsace**

Défavorable

**SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCCR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Ni favorable, ni défavorable



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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**SAS METHAMAIN**

Ni favorable, ni défavorable

**ENGIE**

Favorable

ENGIE comprend la position de la CRE de reconduction en l'état du cadre réglementaire concernant les actifs immobiliers, qui paraît raisonnable.

**CH4PROCESS**

Ni favorable, ni défavorable

**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.

**TotalEnergies Electricité Gaz France**

Favorable

TEEGF est favorable au maintien du cadre réglementaire en vigueur concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**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

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

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.

### **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.

### **Enedis**

Favorable

Enedis rejoint l'analyse de la CRE sur la reconduction de la régulation incitative des actifs cédés tant sur le périmètre (actifs immobiliers et terrains) que sur le mécanisme d'incitation en cas de plus-value (80% CRCP, 20% opérateur) et de moins-value (analyse au cas par cas de la couverture par le CRCP).

### **Teréga**

RAS

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Jérôme BTP**

Favorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

Il est inadmissible que l'état se serve lors de décès alors que le bien a été payé.

**Particulier (anonyme)**

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.

**FCE CFDT**

Favorable

La CFDT est favorable

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Ni favorable, ni défavorable

**FNME-CGT**

Favorable

Pour la FNME CGT, les actifs des opérateurs régulés sont financés à travers le tarif depuis l'entrée en vigueur de la régulation. On peut même aller jusqu'à considérer que ces actifs étaient en définitive financés par les usagers avant même la régulation. Il apparaît donc naturel de faire bénéficier ces usagers des gains tirés de leur cession éventuelle au travers du CRCP. Dans le cas contraire, les opérateurs pourraient par exemple être tentés de céder des immeubles amortis et qui engendrent un faible niveau de charges d'exploitation pour recourir à une location dont le coût serait couvert par le tarif.

**Question 8 : Êtes-vous favorable aux grands principes de fonctionnement et d'actualisation du CRCP envisagés par la CRE ?**

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

**CLCV**

Défavorable

idem

méthode déjà contestable dans un scénario au fil de l'eau, et qui n'a plus de sens dans une projection de baisse progressive de la consommation sur un réseau non essentiel

**CLEEE**

Défavorable

N'étant pas favorables à la nouvelle valorisation du CMPC (Question 4) nous sommes contre l'actualisation proposée.

**Associations professionnelles**

**ATEE CLUB BIOGAZ**

Ni favorable, ni défavorable

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**SYNASAV**

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 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'autant plus au regard de la décroissance attendue des consommations. Le cadre d'apurement du CRCP doit donc à notre sens évoluer pour éviter de reproduire des situations avec des niveaux de CRCP élevés en fin de période tarifaire (cf propositions en réponse à la question 10).

Par ailleurs, le taux de rémunération du CRCP devrait être adapté pour refléter la réalité de la charge financière pour les opérateurs : la rémunération du solde au CMPC, ou a minima

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

au taux de la dette, est nécessaire pour compenser les opérateurs des coûts réellement supportés.

### **Gaz et Territoires**

Favorable

Gaz et Territoires est favorable aux grands principes de fonctionnement du CRCP envisagés par la CRE. Gaz et Territoires souhaite néanmoins que des mesures soient prises pour apurer plus rapidement les CRCP (cf. question 11 ci-dessous).

Toutefois les ELD gazières considèrent que l'application du taux sans risque pour l'actualisation du CRCP ne correspond pas à la réalité des coûts supportés par les GRD, et que l'application du CMPC serait plus représentative.

### **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. On peut toutefois penser qu'après la période de forte augmentation des coûts liée à la crise COVID puis à la guerre russo-ukrainienne, la période tarifaire 2024-2028 devrait être moins volatile. Par ailleurs, l'UPRIGAZ rejoint la CRE sur la nécessité de retenir le taux sans risque dans la mesure où le solde du CRCP est systématiquement garanti.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **SDE22**

Réponse confidentielle

#### **FNCCR**

Réponse confidentielle

### **territoire d'énergie orne**

Ni favorable, ni défavorable

Le fonctionnement actuel du CRCP amène au fait que 50% de l'augmentation de l'ARTD7 est due à l'absence de couverture suffisante des charges pendant la période ATRD6.

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

#### **GAZFIO SAS**

Favorable

#### **SAS PCH**

Favorable

**SAS METHAMAINE**

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 +/-3% au minimum, et qu'un alignement avec la fourchette de régularisation du stockage (+/- 5%) aurait du sens.

Enfin, ENGIE est favorable à la proposition de GRDF d'aligner le taux d'actualisation sur le CMPC nominal avant impôts ou sur le coût nominal de la dette, car l'opérateur doit assumer les coûts de financement dans l'attente de l'apurement de son CRCP.

**CH4PROCESS**

Ni favorable, ni défavorable

**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.

**TotalEnergies Electricité Gaz France**

Favorable

TEEGF considère que les principes d'apurement du CRCP ont donné satisfaction. Il semble donc pertinent de les maintenir en l'état et rejoint la CRE sur la nécessité de retenir le taux sans risque.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****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 ATRD6. 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



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

court terme des opérateurs. Afin de refléter au mieux le taux auquel les opérateurs financent leur 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.

### **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).

### **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, comme celui de fin d'ATRD 6 de GRDF sera d'un montant très significatif et qu'il sera apuré sur une période longue (jusqu'à 7 ans pour les montants ayant constitué le CRCP en 2022).

Les niveaux importants du CRCP ont un impact sur la gestion des opérateurs de réseau. En effet, le CRCP constitue un différé de chiffre d'affaires, et a donc des impacts en terme de trésorerie.

### **Teréga**

RAS

### **Autres acteurs**

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

il faut éviter de reproduire un CRCP bloqué à 2 % sur la durée du tarif

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Jérôme BTP**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

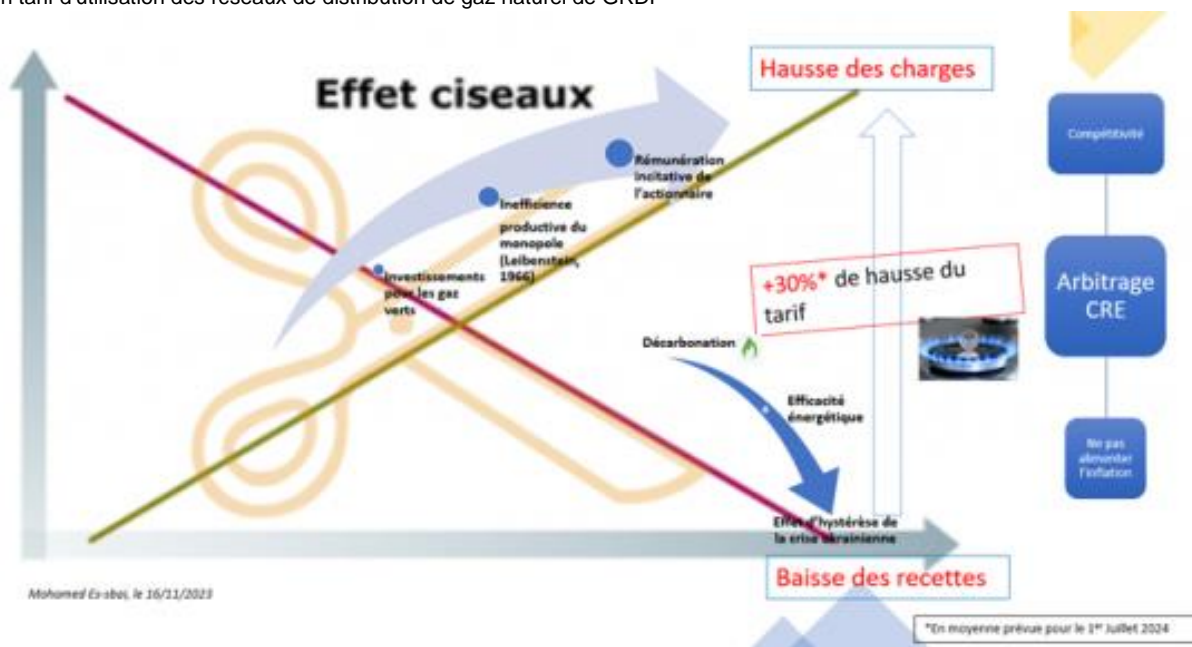
La demande d'un opérateur, en l'occurrence GRDF, consistant en l'égalisation du taux d'actualisation a minima au coût de la dette (au niveau du CMPC nominal avant impôts, la question ne se discute pas au regard du non-sens économique) au motif que l'apurement décalé du solde du CRCP de la période 2020-2023 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.

D'ailleurs la prise en compte envisagée d'un taux sans risque appliqué aux nouveaux actifs pour actualiser le solde du CRCP est un compromis raisonnable.

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 :



### FCE CFDT

Ni favorable, ni défavorable

Pour la CFDT, nous pouvons rester sur un taux sans risque à condition d'avoir un CRCP d'un montant raisonnable (Ex 200M€). Une barrière à +/- 3% doit être intégrée si le CRCP devient trop important. Si le CRCP est sup 20% du CA, le taux sans risque subit un déclassement et il y a un risque pour l'entreprise. Le CRCP doit faire l'objet d'une garantie.

### AgroParisTech

Ni favorable, ni défavorable

### Particulier (anonyme)

Défavorable

### FNME-CGT

Favorable

La FNME CGT est favorable aux grands principes de fonctionnement du CRCP.

En ce qui concerne le taux d'actualisation, nous comprenons les arguments d'opérateurs ayant été conduits à emprunter pour financer un important stock de CRCP en cours de période tarifaire dans l'attente de son apurement (parfois pour préserver les remontées de dividendes aux actionnaires). Il nous paraît donc pertinent que le stock de CRCP soit actualisé au coût de la dette.

**Question 9 : Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATRD7 ?**

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

**CLCV**

Défavorable

hausse trop importante (où sont les gains de productivités ? Où est l'adaptation de l'actif à la baisse de consommation ?) et la hausse (moins importante) doit être étalée.

**CLEEE**

Défavorable

Au niveau du calendrier et même si le 1er Juillet est la date historique de mise à jour, ne serait-il pas opportun d'envisager une date concomitante avec les Tarifs de Transport (1/04)?

**Associations professionnelles**

**ATEE CLUB BIOGAZ**

Ni favorable, ni défavorable

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**France Gaz**

Favorable

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

**Gaz et Territoires**

Favorable

Gaz et Territoires est favorable au calendrier et aux principes tarifaires envisagés par la CRE, hormis le point portant sur l'augmentation du plafonnement du facteur k (voir ci-dessous).

**Uprigaz**

L'UPRIGAZ est favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour l'ATRD7.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCCR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Favorable

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**SAS METHAMAINE**

Favorable

**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.

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.

**CH4PROCESS**

Ni favorable, ni défavorable

**EDF**

Favorable

## VERBATIM

---

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

EDF considère qu'il est indispensable d'apurer plus rapidement le CRCP. Ainsi, EDF est favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire proposés par la CRE.

### **TotalEnergies Electricité Gaz France**

Favorable

TEEGF est favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour l'ATRD7.

### **ENI**

Oui.

### **Anode**

Oui.

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

#### **GRTgaz**

Favorable

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

#### **GRDF**

Favorable

GRDF est favorable au calendrier prévu par la CRE.

#### **Teréga**

RAS

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Jérôme BTP**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

**FCE CFDT**

Favorable

la CFDT est favorable

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**FNME-CGT**

Favorable

Oui, la FNME CGT est favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire proposés par la CRE qui sont dans la continuité des précédents tarifs.

**Question 10 : 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**

**CLCV**

la référence à l'inflation n'a jamais eu de sens

**CLEEE**

Le CLEEE est opposé à l'évolution du coefficient k à +/- 3% comme souhaité par GRDF - Nous sommes favorables à son plafonnement à moins de 2%



**Associations professionnelles****CAPEB**

Pas de remarques

**France Gaz**

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, et deux autres pistes doivent à notre sens être envisagées. D'une part, le fait de « sortir » plusieurs éléments du plafonnement du k, notamment l'écart d'inflation et les écarts liés aux évolutions du portefeuille. D'autre part, 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 accumulé (possibilité d'accélération de l'apurement dès lors que l'on s'approche de la fin de la période).

**Gaz et Territoires**

Gaz et Territoires considère qu'il faut limiter les risques d'un emballement du niveau du CRCP. Ces risques augmentent fortement dans un contexte de changement 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, les ELD gazières sont favorables 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.

Gaz et Territoires 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 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 :

- 1/4 du solde de CRCP la première année
- 1/3 du solde de CRCP la deuxième année

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

- 1/2 du solde de CRCP la troisième année

Pour les ELD, ne pas apurer le CRCP plus rapidement sur la période tarifaire actuelle aura non seulement des conséquences importantes sur la prochaine période tarifaire ATRD, mais en plus créera un biais au niveau de l'écart des grilles tarifaires des ELD avec celle de GRDF à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2024.

### **UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ estime logique que la détermination du taux d'inflation prévisionnel retenu (IPC) soit le chiffre figurant dans la loi de finance. Si l'on devait observer une différence sensible entre le taux d'inflation prévisionnel fixé dans la loi de finance et le taux effectivement observé, il serait logique d'opérer une correction de l'écart d'inflation afin d'éviter de gonfler inutilement le CRCP. Comme indiqué en réponse à la question 8, l'UPRIGAZ est favorable au maintien à +/-2% le plafond du facteur k comme cela est le cas pour les activités de transport et de stockage.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **FNCRR**

**Réponse confidentielle**

#### **territoire d'énergie orne**

Ce plafond de 2% permet une appréhension possible de l'inflation prévisionnelle

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

#### **GAZFIO SAS**

**Réponse confidentielle**

#### **SAS PCH**

Pas de remarque

favorable au maintien du plafond

#### **ENGIE**

cf réponse à la question 9 :

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.

**CH4PROCESS**

Pas spécialement.

juste que la notion "eventuellement +/-3% n'a pas vraiment sa place : c'est soit +/-2 soit +/-3%.

Au regard des derniers taux d'inflation, peut-être permettre une plage plus large +/-3 ?

**EDF**

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.

**ANODE**

Oui.

**ENI**

Oui.

**TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF est favorable au maintien du +/- 2% du plafond du facteur k et estime logique d'opérer une correction en cas de différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réelle pour éviter de gonfler le solde CRCP.

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

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

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

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 ATRD7 justifient une augmentation du plafond du facteur k dont le niveau a été fixé dans un contexte de taux d'inflation très faibles.

### **GRDF**

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 sinon mécaniquement reportés dans le CRCP de l'année suivante.

GRDF est également favorable à la poursuite des réflexions en cours avec les services de la CRE concernant l'ajout d'un terme dans la formule d'évolution tarifaire basé sur l'évolution du portefeuille clients (compensation de la baisse de chiffre d'affaires à grille tarifaire constante), dans un contexte où l'incertitude est importante et où les écarts de recettes générés peuvent se chiffrer en cumul sur 4 ans à plusieurs centaines de millions d'euros. Il s'agit d'un des trois postes d'écarts les plus importants constituant le solde du CRCP issu d'ATRD6, avec l'inflation et l'aléa climatique. De plus, les écarts constatés sur le portefeuille clients se cumulent sur les années restantes du tarif ce qui justifie de les apurer au fil de l'eau indépendamment du facteur k plafonné à 2%.

Bien que cette évolution n'ait pas été décrite en tant que telle dans la présente consultation publique, c'est un élément qui répond à la volonté partagée de la CRE et de GRDF de maîtriser le solde du CRCP sur ATRD7 et d'éviter ainsi des reports de charges significatifs d'une période tarifaire à la suivante.

GRDF est donc très favorable à sa concrétisation dans la délibération ATRD7.

S'agissant du plafond du facteur k, GRDF constate que le plafonnement à 2%, suffisant dans un contexte stable qui a prévalu avant 2022, n'est plus adapté avec l'augmentation du niveau d'incertitude sur l'évolution des charges et des recettes des opérateurs. Malgré la prise en compte de l'inflation réelle dans la formule IPC et les travaux en cours pour ajouter un terme lié aux déformations du portefeuille clients, plusieurs incertitudes majeures pouvant atteindre des chiffres en dizaines de M€/an restent embarquées dans le CRCP : aléa climatique, coûts des Pertes et Différences Diverses (plus de 100 M€ d'impact sur ATRD6), introduction de la future trajectoire relative aux impacts du règlement sur les émissions de méthane, etc. Un rehaussement du plafond à 3% tel qu'exprimé par GRDF dans sa demande est souhaitable a minima, et il serait nécessaire d'aller au-delà si aucune solution n'était trouvée pour traiter les écarts liés aux déformations du portefeuille en dehors du facteur k.

Enfin, GRDF fait remarquer que la part des tarifs des infrastructures représente désormais environ 20% de la facture totale d'un client, donc l'augmentation du plafond du k aurait un impact très limité sur les prix pour le client final.

### **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

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

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 8.

Enedis tient également à rappeler qu'une meilleure structure du tarif (meilleur équilibre entre les parts fixes et les parts proportionnelles aux soutirages) limite les impacts des évolutions de volumes de soutirages (du fait de la thermo-sensibilité ou de la sobriété énergétique ou des trajectoires de transition énergétique) sur la constitution de CRCP. En gaz comme en électricité, les baisses de soutirages en 2022 consécutifs aux efforts de sobriété énergétique des clients ont démontré la mauvaise adéquation entre la structure du chiffre d'affaires et la structure des coûts des opérateurs, et ont généré du CRCP.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Non

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

non il faut revoir le 2%, peut-être le limité à certains critères, il n'est pas bon de toujours reporté l'effacement du CRCP

#### **Particulier (anonyme)**

Pas de facteur K. sur inflation réelle.

### **Jérôme BTP**

La question se pose de la prise de référence eu égard à la vitesse actuelle d'évolution des prix

#### **Particulier (anonyme)**

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.

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. **Cela serait d'ailleurs un bon compromis avec la demande de GRDF.**

### **FCE CFDT**

Le critère K peut aller jusqu'à 3%

### **FNME CGT**

La forte hausse de l'inflation connue ces dernières années a montré en effet une des limites du modèle tarifaire avec des écarts significatifs liés à l'augmentation de l'IPC qui sont venus s'ajouter à d'autres sources d'écarts : climat, volumes acheminés, coûts d'énergie (effets volumes, prix, CED)....

**La FNME CGT est** donc favorable à l'évolution proposée par la CRE consistant à corriger plus rapidement les écarts d'inflation. Une telle évolution sécuriserait les opérateurs contre une variation brutale de ce paramètre.

**La FNME CGT est** en revanche favorable au maintien à +/-2 % du plafond du facteur k permettant de lisser les évolutions du tarif hors inflation payé par les utilisateurs des réseaux.

**Question 11 : Avez-vous des remarques sur les évolutions envisagées du tarif ATRD6 des ELD, 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, et la prise en compte exceptionnelle de l'écart 2022 au 1er juillet 2024 ?**

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

#### **CLEEE**

Nous nous interrogeons sur l'évolution ponctuelle tarifaire de certaines petites ELD qui pourraient du fait d'une baisse importante de leurs contributeurs (exemple : migration massive sur réseau de chaleur non amorti sur un nombre suffisant d'utilisateurs comme nous l'avons récemment connu sur la ville de Grenoble) toucher de manière disproportionnée les utilisateurs consommateurs de la zone, notamment s'ils sont industriels.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Nous plaillons donc pour une péréquation tarifaire à la maille nationale le cas échéant ou un aménagement tarifaire pour les industriels des zones concernées afin que ces derniers ne soient pas pénalisés par l'organisation tarifaire du réseau.

### **Associations professionnelles**

#### **CAPEB**

Pas de remarques

#### **France Gaz**

France Gaz est favorable à cette évolution, mais considère qu'elle ne suffit pas en l'état à répondre à l'enjeu d'apurement du CRCP (cf réponses aux questions 8 et 10).

#### **Gaz et Territoires**

Gaz et Territoires y est favorable même si cela ne permettra de régler qu'une partie du problème de réduction du solde de CRCP des ELD en fin de période tarifaire. En effet, la forte baisse des consommations liée à la sobriété et constatée dès l'automne 2022, risque de se prolonger sur toute la période tarifaire ATRD6 des ELD et ainsi engendrer des montants conséquents au CRCP. Gaz et Territoires souhaiterait voir avec la CRE quelles dispositions pourraient être mises en place afin d'apurer plus rapidement le solde de CRCP pour pallier ce problème de baisse des consommations liée à la sobriété énergétique.

#### **UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ s'étonne de la requête des ELD visant à bénéficier de dispositifs dérogatoires par rapport au régime applicable à GRDF. Comme nous l'avons à plusieurs reprises soulignés, il nous semblerait opportun, afin de faire converger les tarifs de distribution en France, d'encourager les ELD à se rapprocher de GRDF.

L'UPRIGAZ rejoint la CRE et n'est pas favorable à un déplafonnement du coefficient k.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **FNCRR**

Réponse confidentielle

#### **territoire d'énergie orne**

Sans avis

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

#### **GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

#### **SAS PCH**

Pas de remarques



**ENGIE**

cf réponse à la question 9 :

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.

**EDF**

EDF considère légitime d'aligner la formule d'évolution tarifaire des ELD sur celle de GRDF.

**ANODE**

Nous ne sommes pas défavorables à cette évolution.

En revanche, si la CRE souhaite l'appliquer nous recommandons que le déclenchement de cet ajustement soit soumis à un seuil (à définir) pour, n'être déclenché qu'en cas d'écart significatif.

**ENI**

Nous ne sommes pas défavorables à cette évolution.

En revanche, si la CRE souhaite l'appliquer nous recommandons que le déclenchement de cet ajustement soit soumis à un seuil (à définir) pour, n'être déclenché qu'en cas d'écart significatif.

**TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF souhaite une convergence des tarifs de distribution entre les ELD et GRDF.

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

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

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

d'autant plus pertinent que les écarts entre l'inflation prévisionnelle du PLF et l'inflation réalisée sont importants.

### **GRDF**

Il semble tout à fait opportun de faire bénéficier des améliorations apportées sur le calcul de mise à jour tarifaire dans le cadre d'ATRD7 dès le mouvement tarifaire du 1er juillet 2024 pour les ELD. Cela vaut pour l'ajustement du terme IPC dans la formule, mais également pour toute autre modification qui serait introduite en faveur d'un apurement plus rapide du CRCP dans le cadre d'ATRD7 (cf question précédente). Sans cela, ces opérateurs pourraient subir, à l'instar du solde du CRCP ATRD6 de GRDF, des effets reports très significatifs à partir du 1er juillet 2026, date d'entrée en vigueur de l'ATRD7 des ELD.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

idem que GRDF

#### **Particulier (anonyme)**

oui je suis favorable.

#### **Particulier (anonyme)**

Les évolutions envisagées pour les ELD tiennent compte des leçons passées et prévoient des corrections le plus tôt possible, sans attendre la prochaine période tarifaire.

### **FCE CFDT**

Pas d'avis

**Question 12 : Êtes-vous favorable au maintien du cadre de régulation actuel pour les charges d'exploitation ?**

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

#### **CLCV**

Défavorable

absence de benchmark et d'approche normative sérieuse comme toutes les études CRE.

**CLEEE**

Défavorable

Eu égard à la baisse du nombre des consommateurs, il nous semble indispensable de revoir la ventilation des charges d'exploitation.

Il nous semble en particulier important que le nombre de postes couverts entièrement au CRCP soit revu à la baisse pour tenir compte de l'évolution du nombre de contributeurs au tarif.

**Associations professionnelles****ATEE CLUB BIOGAZ**

Ni favorable, ni défavorable

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable

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).

**Gaz et Territoires**

Favorable

Gaz et Territoires y est favorable.

Toutefois, les ELD gazières considèrent que le dernier niveau réalisé (corrigé de l'inflation), ne peut en aucun cas être le standard à retenir pour l'élaboration des trajectoires prévisionnelles des charges d'exploitation de la prochaine période tarifaire. En effet, il est plus pertinent de tenir compte d'un historique des montants dépensés sur la période tarifaire en cours, ce qui permet d'isoler, le cas échéant, des éléments exceptionnels et ainsi d'estimer au mieux les charges futures.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Par ailleurs, toute charge nouvelle demandée par l'opérateur, qui nécessite bien entendu d'être dûment justifiée, ne peut être forcément compensée par des économies sur d'autres postes de dépenses.

### **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.

## **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

### **SDE22**

Réponse confidentielle

### **FNCRR**

Réponse confidentielle

### **territoire d'énergie orne**

Favorable

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

### **GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

### **SAS PCH**

Favorable

### **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.

### **CH4PROCESS**

Favorable

### **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 en ce qu'il incite à la réalisation de gains de productivité. Il doit néanmoins se limiter aux postes qui sont maitrisables 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.

**ANODE**

Voir la réponse à la question 3.

**ENI**

Voir la réponse à la question 3.

**TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF est favorable au maintien du cadre de régulation actuel, tout en appelant les opérateurs gaziers à optimiser leur efficacité et à faire en sorte que ces gains soient transférés aux consommateurs lors de la période tarifaire suivante, afin de maintenir l'acceptabilité des tarifs de réseau.

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

Favorable

GRTgaz est favorable aux grands principes généraux du cadre de régulation actuel.

**GRDF**

Favorable

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

**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.

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

Beaucoup d'incidents gaz sur le dernier ATRD, et une baisse des charges d'exploitation est-il réaliste vis-à-vis des enjeux de sécurité du réseau gaz Français ?

**Jérôme BTP**

Favorable

**Particulier (anonyme)**

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 de l'opérateur 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.

Parallèlement, la notion de « performance » ne peut être valide que si la trajectoire prévisionnelle incitée est réaliste, c'est à dire ni sous ni surestimée.

**FCE CFDT**

Favorable

La CFDT reste favorable.

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

**FNME CGT**

Non, la FNME CGT n'est pas favorable. Nous estimons que le périmètre des charges incitées est trop étendu. Comme exposé précédemment, un recul du taux de rémunération combiné à une forte réduction des coûts augmentera la pression exercée par les actionnaires des opérateurs sur le corps social afin de préserver leur rentabilité. Par ailleurs, aucun indicateur de qualité de service n'est assez fin et assez réactif pour s'assurer que les réductions de coûts ne se feront pas au détriment du service rendu et de la sécurité. La FNME CGT craint, en outre, qu'un tel système n'incite à un plus fort recours aux contrats de prestation alors que certaines activités comme l'activité "Réseaux" sont déjà largement externalisées.

Aussi la FNME CGT souhaite que les charges de personnel soient intégrées au mécanisme du CRCP afin d'éviter que les opérateurs optent pour des politiques sociales court-termistes alors que les ressources nécessaires doivent répondre à des enjeux de long terme.

**Question 13 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant les évolutions de la régulation incitative des coûts d'exploitation envisagées ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLCV**

Non

déjà répondu

**CLEEE**

Non

En ligne avec les les éléments précédemment évoqués et du fait de la baisse importante prévue du nombre de contributeurs, il nous semble nécessaire d'adapter la régulation incitative.

Nous ne sommes pas favorables à ce que les recettes de la part abonnement soient couvertes au CRCP, notamment du fait de l'incertitude liée à la potentielle migration de T2 vers les T3 pouvant potentiellement et indirectement augmenter ce poste.

**Associations professionnelles****CAPEB**

Sans avis

**SYNASAV**

Sans avis

**France Gaz**



**Oui**

France Gaz partage l'analyse de la CRE et est favorable à l'orientation consistant à prendre en compte au CRCP les écarts relatifs aux termes d'abonnement, en cohérence avec le cadre de régulation des autres infrastructures.

**Gaz et Territoires****Oui**

Les évolutions concernant les recettes d'abonnement et les Avantages en Nature Energie (ANE) sont abordées dans les questions 14 et 15 ci-dessous.

S'agissant des recettes extratarifaires issues des prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas carbone, Gaz et Territoires est favorable à ce qu'elles soient entièrement couvertes au CRCP.

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ partage l'analyse préliminaire de la CRE concernant les évolutions de la régulation incitative des coûts d'exploitation, même si elle regrette que dans un contexte de transition énergétique, GRDF ne soit plus fortement incité à développer les recettes d'abonnement. Il nous semble en effet que dans un environnement de tension sur le bilan électrique comme les conclusions de RTE le 20 septembre l'ont souligné, le gaz, d'autant qu'il peut rapidement se verdir, continuer d'avoir un rôle pour l'équilibre énergétique national.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****SDE22****Réponse confidentielle****FNCRR****Réponse confidentielle****territoire d'énergie orne****Sans avis****Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****GAZFIO SAS****Réponse confidentielle****SAS PCH**

Oui

**SAS METHAMAINE**

Sans avis

**ENGIE**

Oui

Exception faite de l'avis de la CRE sur la régulation incitative des charges liées à l'avantage en nature énergie de GRDF, ENGIE partage l'analyse préliminaire de la CRE concernant les évolutions de la régulation incitative des charges d'exploitation.

**CH4PROCESS**

Sans avis

**EDF**

Oui

EDF est favorable aux évolutions proposées à l'exception :

- des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains, prises en compte à 80 % au CRCP. 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.
- des 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 cours d'une période tarifaire sans que les gestionnaires de réseau aient une quelconque maîtrise dessus.
- les charges d'énergie : Comme indiqué lors de la consultation ATRT8, EDF est favorable à étudier une évolution d'un dispositif.

**ANODE**

Voir la réponse à la question 3.

**ENI**

Voir la réponse à la question 3.

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

Sans avis

**GRDF**

Oui

GRDF est favorable à l'évolution proposée concernant la couverture des recettes extra-tarifaires liées aux gaz renouvelables.

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

Le périmètre du CRCP devient, à certains égards, hypertrophié et si autant de paramètres sont à 100% (je souligne) incluses dans ce cadre, il faudrait dans ce cas revoir à la baisse les paramètres du CMPC, vu que tout risque est porté par le consommateur.

En ce sens, une partie des recettes extratarifaires issues des prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas carbone est prévisible, et il est important de mettre en place une incitation partielle. En effet, et sans procès d'intention, il est possible qu'une prise en charge à 100% au CRCP de ces recettes participe à une désincitation de recouvrement de celles-ci et en conséquence, augmenter le revenu autorisé

Car, bien qu'il n'y ait pas de corrélation, et bien que d'autres facteurs soient en cause, le faible recouvrement des recettes liées au timbre d'injection est préoccupant, dans la mesure où cela peut constituer à terme, si cette situation persiste, une forme de subvention croisée entre producteur et consommateur.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Un juste partage des risques entre opérateur et consommateur doit être un des critères d'appréciation, en sus de la prévisibilité et de la maîtrise des charges.

**FCE CFDT**

Oui

La CFDT partage en grande partie

**AgroParisTech**

Sans avis

**Particulier (anonyme)**

Non

**FNME CGT**

La **FNME CGT** partage l'analyse préliminaire de la CRE sous réserve des positions exprimées dans le cadre des réponses aux questions 12, 14 et 15.

**Question 14 : Partagez-vous l'orientation de la CRE concernant la fin de l'incitation de GRDF sur le nombre de consommateurs raccordés à son réseau ?**

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

**CLCV**

Non

on en est plus là/ Sauf erreur nous n'avons pas vu de clause interdisant toute extension du réseau (avec minoration tarifaire si non respect). Or sans cette clause la régulation est intenable dans un contexte de baisse de la consommation. Il s'agit aussi d'inciter à la diminution du réseau.

**CLEEE**

Non

Nous pensons que cette mesure serait de nature à trop déséquilibrer le tarif pour le consommateur

**Associations professionnelles**

**CNPG**

Non

Cela ne risque t'il pas de se faire au détriment de la sécurité

**ATEE CLUB BIOGAZ**

Sans avis

**CAPEB**

Sans avis

**habitA+**

Sans avis

**PG-Professionnel du Gaz**

Sans avis

**INSTITUT DES CONSTRUCTEURS ET DES PROMOTEURS**

Non

L'Institut des Constructeurs et des Promoteurs considère que l'évolution de l'orientation de la CRE concernant la fin de l'incitation de GRDF sur le nombre de consommateurs raccordés à son réseau est mauvaise. Cette évolution donne un signe très négatif au moment même où stratégiquement, il nous semble essentiel de préserver une source d'énergie autre que le tout nucléaire et où le gaz vert (énergie renouvelable et énergie de nos territoires) poursuit son développement. Préserver l'incitation c'est préserver l'innovation pour préserver notre indépendance énergétique et préserver une source essentielle d'énergie renouvelable!

**France Gaz**

Oui

France Gaz partage l'orientation de la CRE sur cette question, dans les conditions exposées à la question 13.

**SYNASAV**

Non

Pour les clients que nous visitons chaque année, être raccordé au réseau, peu représenter une économie non négligeable et donc un impact budgétaire sur un pouvoir d'achat déjà très impacté. Le verdissement du gaz peut quant à lui représenter une véritable opportunité pour decarboner l'énergie de certains foyers.

**Gaz et Territoires****Sans avis**

Gaz et Territoires note le rôle assurantiel que souhaite donner la CRE en intégrant en totalité les recettes de la part « abonnement » au CRCP.

Toutefois, les ELD gazières attirent l'attention de la CRE quant à cette mesure qui serait une solution transitoire, n'encourageant plus au développement du nombre de consommateurs. Les pertes de clients seraient subies sans pouvoir agir.

En effet, cette orientation va plus loin puisqu'elle n'a pas non plus vocation à encourager la fidélisation des clients actuels, ni le développement de nouveaux usages gaz telles que la mobilité pourtant indispensable à la décarbonation, ou encore la transition vers des solutions hybrides ou vers des gaz verts.

A noter également en termes de perspectives que la situation de chaque GRD est différente. En effet, selon les zones de desserte, il peut rester encore un potentiel fioul important à conquérir. Compte-tenu du climat et du niveau d'isolation des maisons/immeubles, ni la PAC électrique, ni les réseaux de chaleur ne pourront être envisagés comme des solutions systématiques.

**UPRIGAZ**

Cf. réponse à la question 13

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCRR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne****Oui****Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH****Non**

**SAS METHAMAINE**

Non

**ENGIE**

Oui

ENGIE est favorable à ce que 100 % de l'écart entre les recettes prévisionnelles et réalisées relatives aux termes d'abonnement soit pris en compte au CRCP de GRDF, à l'instar de ce qui s'applique pour Enedis.

**CH4PROCESS**

Non

Pas entièrement notamment sur la notion de ne plus inciter à de nouveaux raccordements car les gaz verts ne pourront pas compenser intégralement les gaz fossile : ce n'est vrai que sur les volumes totaux consommés mais cela n'est pas forcément transposable au nombre de raccordements.

En effet, un acteur déjà raccordé doit avancer vers la maîtrise de ses énergies et la sobriété mais cela ne doit pas empêcher un acteur non raccordé d'avancer vers une consommation de gaz, si ce dernier est vert et qu'il évite d'autres consommations moins efficaces.

En particulier, il semble opportun d'inciter à des nouveaux raccordements à proximité des sites de production de gaz vert, pour limiter les frais de rebours, de maillage ou la nécessité d'étiage. C'est également important de pouvoir permettre aux riverains et voisins des unités de production de gaz vert de consommer cette énergie (et ne pas avoir que les contraintes du site sans bénéficier des avantages).

Bref, considérer qu'avoir des nouveaux raccordements n'est pas une bonne chose, c'est déjà considérer que les gaz verts n'ont pas leur place dans le mix énergétique de demain. Peut-être baisser uniquement l'incitation aux gros consommateurs mais cela devient plus compliqué et ce n'est pas vraiment la question ici.

**EDF**

Oui

EDF est favorable à la fois à la non-reconduction du budget visant à animer la filière et à mener des actions favorisant la conversion des chaudières fioul vers le gaz ainsi qu'à l'inclusion dans le CRCP de la part fixe de l'abonnement. En effet, développer le nombre d'utilisateurs raccordés au réseau de gaz ou promouvoir l'usage du gaz ne figure dans les prérogatives d'un gestionnaire de réseaux. De plus, mettre fin à l'incitation du nombre de consommateurs raccordés à son réseau est cohérent avec les orientations fixées par les pouvoirs publics.

**ANODE**

Oui car, même si elle avait un sens sur le plan économique, cette disposition n'est plus compatible avec la stratégie de sortie des énergies fossiles de la France.

**ENI**



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Oui car, même si elle avait un sens sur le plan économique, cette disposition n'est plus compatible avec la stratégie de sortie des énergies fossiles de la France.

**TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF partage l'analyse de la CRE et est favorable à la fin de l'incitation de GRDF sur les abonnements.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRTgaz**

Oui

GRTgaz partage l'orientation de la CRE.

**GRDF**

Oui

GRDF partage l'analyse de la CRE sur l'évolution de contexte réglementaire rendant inapplicable une quelconque incitation sur le nombre de clients gaz, et conduisant à couvrir au CRCP les écarts sur les recettes d'abonnement en plus des recettes sur les volumes qui étaient déjà couvertes.

**ENEDIS**

Enedis partage l'orientation de la CRE car elle est cohérente avec la Stratégie Française Energie Climat.

**Autres acteurs**

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Oui

**Jérôme BTP**

Sans avis

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Difficile de se faire un avis, mais il semble que le gaz ne puisse que rester une solution alternative (via le gaz vert) sur le moyen terme. L'incitation peut demeurer mais elle reste sans effet, les politiques et communications publiques étant plus fortes.

### **Particulier (anonyme)**

Oui

A partir du moment où un opérateur et son actionnaire pour des raisons fondamentales et non négociables (baisse des émissions de GES) subissent une réglementation et une législation qui désincitent à la consommation du bien qu'ils acheminent, ils doivent être assurés de récupérer leurs coûts pendant la période de transition.

Internaliser une externalité négative du point de vue de l'intérêt général (désinciter à la consommation de gaz gris) implique de compenser ceux qui y ont investi du temps, de l'argent, des compétences..., en l'occurrence des acteurs très majoritairement privés.

### **FCE CFDT**

Non

La CFDT considère que le gaz a un avenir, et qu'il faut conserver cette incitation. Elle demande à la CRE dans le cas contraire qu'une enveloppe financière soit dédiée au reploiement du personnel concerné, sur le principe de l'empilement des coûts et de la responsabilité sociale.

### **AgroParisTech**

Sans avis

### **Particulier (anonyme)**

Sans avis

### **FNME CGT**

**La FNME CGT** ne partage pas l'orientation de la CRE. Nous sommes pour le maintien de l'incitation naturelle de l'opérateur à maintenir le nombre d'utilisateurs du réseau dans l'intérêt de la communauté des usagers. **La FNME CGT** estime en effet que la baisse souhaitée des consommations de gaz est compatible avec la stabilité de clients si les objectifs de baisse de rénovations des logements et de sobriété sont atteints. En toute cohérence, le cadre tarifaire 5 doit cependant accompagner les efforts de l'opérateur pour le verdissement du gaz, l'accompagnement à la maîtrise des consommations et le développement de l'usage des pompes à chaleur hybrides.

**Question 15 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des charges d'Avantage en Nature Energie de GRDF ?**

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

Non

Selon l'analyse de la CRE, ce poste a augmenté de 120% entre 2020 et 2023. Dans le contexte actuel de forte hausse des tarifs d'acheminement pour les utilisateurs, il ne nous semble pas souhaitable d'augmenter la part Avantage en Nature Energie.

**Associations professionnelles****CNPG**

Sans avis

**ATEE CLUB BIOGAZ**

Sans avis

**CAPEB**

Sans avis

**INSTITUT DES CONSTRUCTEURS ET DES PROMOTEURS**

Non

**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 doit être trouvée 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'autant plus que ces éléments sont gérés à la maille des groupes des énergéticiens nationaux et non de chaque opérateur.

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.

**SYNASAV**

**Sans avis****Gaz et Territoires****Non**

Gaz et Territoires considère comme pertinent le fait d'intégrer à 100% au CRCP les écarts de prix associés à la part énergie (molécule/électron) de l'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.

Compte tenu du caractère réglementé du dispositif, les ELD gazières relèvent que la mention d'un « contrat négocié » entre les différentes entreprises concernées n'est pas approprié puisqu'il s'agit d'une mesure de branche qui s'impose aux opérateurs et pour laquelle aucun GRD ne peut influencer isolément.

**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.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****SDE22****Réponse confidentielle****FNCRR****Réponse confidentielle****territoire d'énergie orne****Oui****Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****GAZFIO SAS****Réponse confidentielle****SAS PCH****Oui****SAS METHAMAINE**

**ENGIE****Non**

ENGIE constate que l'opérateur ne dispose pas de levier d'actions sur ces charges liées à l'Avantage en Nature Energie des salariés des entreprises appartenant aux Industries Électriques et Gazières. D'une part 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. D'autre part l'opérateur ne peut pas agir sur les volumes consommés par les salariés de ces entreprises. Une prise en charge par le CRCP à 100% apparaît donc pertinent, contrairement au cadre actuel où ces charges sont entièrement incitées.

**CH4PROCESS****Non**

Il y a ici un mélange des sujets entre ce qui concerne la demande de GRDF (l'écart sur le reste à leur charge du fait des montées de prix et le fait que la part molécule/electron soit à 100% dans le périmètre du CRCP) et la volonté de réduction des volumes consommés au titre de l'ANE.

L'analyse donnée ici par la CRE semble à côté du sujet car la notion de régulation incitative n'est pas la demande de GRDF.

Au mieux le sujet serait réduit car le coût de l'ANE serait plus faible mais cela ne change pas la question de principe et la demande de GRDF d'avoir la part variable prise en compte dans le CRCP.

Sur ce sujet de la gestion de la charge liée à l'ANE c'est une discussion que les IEG doivent avoir entre-elles : la CRE peut s'assurer que la répartition soit juste mais le tarif agent reste un acquis social des salariés de l'IEG, dont la négociation doit rester au sein des IEG.

Bref, cette régulation incitative, même partielle et justifiée par des objectifs de sobriété reste une attaque à des acquis sociaux pour des salariés des IEG dont les structures ont déjà été éclatées. Utiliser la demande de GRDF d'intégration de la partie variable dans le CRCP pour justifier cela semble d'ailleurs un peu déplacé.

**EDF****Réponse confidentielle****ANODE**

Dans le contexte actuel, il nous paraît important que la question du statut des IEG soit posée structurellement. En effet, il convient de s'assurer que les dispositions prévues dans ce statut envoient un signal compatible avec les objectifs de la politique énergétique française, notamment en termes de sobriété et d'efficacité énergétique.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

A titre d'exemple, une partie des aides relatives au tarif agent pourrait ainsi être transformée en aide à la rénovation énergétique pour permettre aux salariés des IEG de contribuer pleinement aux objectifs nationaux.

Par ailleurs, compte tenu de la baisse structurelle des consommations de gaz, qui posera une question sur la soutenabilité des coûts liés à la gestion des réseaux, il convient de s'interroger sur la poursuite, ou a minima la réforme du statut pour les nouveaux salariés, afin de réduire les coûts des opérateurs.

### **ENI**

Dans le contexte actuel, il nous paraît important que la question du statut des IEG soit posée structurellement. En effet, il convient de s'assurer que les dispositions prévues dans ce statut envoient un signal compatible avec les objectifs de la politique énergétique française, notamment en termes de sobriété et d'efficacité énergétique.

A titre d'exemple, une partie des aides relatives au tarif agent pourrait ainsi être transformée en aide à la rénovation énergétique pour permettre aux salariés des IEG de contribuer pleinement aux objectifs nationaux.

Par ailleurs, compte tenu de la baisse structurelle des consommations de gaz, qui posera une question sur la soutenabilité des coûts liés à la gestion des réseaux, il convient de s'interroger sur la poursuite, ou a minima la réforme du statut pour les nouveaux salariés, afin de réduire les coûts des opérateurs.

### **TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF s'interroge dans cette période de hausse des prix de l'énergie sur le maintien à un tel niveau de cet avantage financé par tous les consommateurs de gaz.

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

#### **GRTgaz**

Non

GRTgaz ne partage pas l'analyse préliminaire de la CRE.

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 ATRD7, et donc l'écart de prix qui sera à couvrir par l'ANE, ainsi que les évolutions éventuelles de fiscalité applicable. D'autre part, GRDF ne dispose d'aucune possibilité de contrôler le niveau d'ANE réalisé qui s'impose à lui chaque année.

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

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

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.

### **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 maintient prioritairement sa demande de couverture au CRCP des écarts afférents au prix des énergies inclus dans la trajectoire de coûts de l'Avantage en Nature Energie.

Toutefois, si la CRE ne donnait pas suite à la demande de couverture au CRCP de l'impact des variations de prix (molécules / électrons et infrastructures) sur le montant de l'ANE pour la période tarifaire ATRD7, GRDF propose qu'à défaut la trajectoire de l'Avantage en Nature Energie soit recalée tous les ans pour les années restantes du tarif, afin de tenir compte de la réactualisation des prévisions de prix.

### **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.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Non



**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Jérôme BTP**

Sans avis

**Particulier (anonyme)**

Oui

La position de GRDF 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.

Toutefois, il faut aussi avoir à l'esprit que les consommateurs finaux ont subi également la crise des prix de l'énergie, et du reste, un effort des salariés de GRDF, surtout s'agissant des résidences secondaires par exemple, doit être mis sur la table. Le dialogue social doit prendre sa place dans ce cadre.

**FCE CFDT**

Non

La CFDT considère que l'ANE est du ressort du dialogue social en entreprise, il n'a pas à faire l'objet d'une discussion tarifaire, ou d'une mise à part. La CRE en intégrant l'ANE dans le cadre réglementaire s'exposerait à en devenir acteur et à en subir les exigences.

**AgroParisTech**

Sans avis

**Particulier (anonyme)**

**Non****FNME CGT**

La **FNME CGT** comprend que les postes sont couverts au CRCP si la CRE les considère comme non maîtrisables par les opérateurs et dont l'évolution est difficilement prévisible. L'Avantage en Nature Énergie qui est un dispositif du statut des Industries Électriques et Gazières (IEG) nous semble répondre à ces deux critères et devrait en cohérence avec les orientations passées du régulateur être couvert au CRCP. En effet ce poste n'est ni prévisible ni maîtrisable puisqu'il dépend de l'évolution des prix des énergies, du climat et du nombre de salariés de la branche. Si la CRE entend maintenir une incitation à la sobriété – dont on ne voit de toute manière pas comment elle pourrait être répercutée par les opérateurs sur les agents, elle devrait en limiter le périmètre à la part volume des consommations corrigées du climat.

**Question 16 : Êtes-vous favorable au maintien du dispositif et aux évolutions proposées concernant le mécanisme incitant GRDF à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ? Avez-vous d'autres suggestions pour faire évoluer ce mécanisme ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLCV****Défavorable**

d'une manière générale on dispose depuis 20 ans d'un terrain d'analyse très proche et très instructif sur une situation de baisse de la consommation sur réseau (et un réseau bien plus "fixe" que le gaz) = les services d'eau urbains . le dernier rapport CRC sur Eau de paris est un exemple d'un cas (il y en a beaucoup d'autres) où la baisse des volumes n'a pas induit de hausse du prix. Tout est une question de restitution de rente, d'adaptation de l'activité et de gain de productivité (et le potentiel d'adaptation est plus important pour le gaz puisque c'est un réseau non essentiel) .

A rester dans un cadre d'analyse très rigide la CRE passe à coté du sujet.

**CLEEE****Favorable****Associations professionnelles****Les Canalisateurs****Ni favorable, ni défavorable**

Nous sommes défavorables à la considération de la seule période 2020-2022 pour l'évolution des coûts, notamment des travaux sur les réseaux. L'index TP10B est un outil statistique qui fait figure de référence en terme d'évolution des coûts et qui est utilisé dans les révisions de marchés propres à la distribution de gaz. Entre 2022 et 2021, il affiche +5,1% de hausse, et l'inflation se poursuit sur 2023 puisqu'entre août 2022 et août 2023 (dernière année disponible), il affiche également une hausse similaire de 5%. (source : INSEE). La période considérée par la CRE pour ses calculs (2020 - 2022) sous-estime

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

l'enjeu de l'inflation pour la période 2024-2028 et la prise en compte de 2023 serait plus pertinente. Par ailleurs, les années 2020 et 2021 ne sont pas représentatives de l'activité en raison de la pandémie.

### **ATEE CLUB BIOGAZ**

Ni favorable, ni défavorable

### **CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

### **INSTITUT DES CONSTRUCTEURS ET DES PROMOTEURS**

Ni favorable, ni défavorable

### **France Gaz**

Favorable

France Gaz est favorable au principe du mécanisme de régulation portant sur les coûts unitaires et à son maintien

Pour qu'il soit pertinent, il importe particulièrement que les paramètres retenus soient représentatifs des conditions économiques attendues sur la période tarifaire. À cet égard, le fait de prendre comme référence une moyenne des coûts observés entre 2020 et 2022, a fortiori en se basant uniquement sur des éléments prévisionnels pour cette dernière année, ne permet pas de tenir compte du contexte inflationniste récent. France Gaz est donc favorable à ce que les références retenues soient revues pour refléter la réalité des coûts pour l'opérateur.

### **SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

### **Gaz et Territoires**

Ni favorable, ni défavorable

Compte tenu du contexte marqué par les crises, Gaz et Territoire partage l'analyse de GRDF de ne pas retenir les seuls coûts observés entre 2020 et 2022 pour déterminer la référence des coûts unitaires pour la période ATRD7. Ainsi, en cas de fortes variations du coût des prestations, des matériels, etc... les coûts de référence devraient pouvoir être révisés au cours de la période tarifaire.

### **FNSEA**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

La FNSEA est favorable au maintien du mécanisme d'incitation sur les coûts unitaires d'investissement dans les réseaux mais demande à ce que la méthodologie de calcul de ce mécanisme ne remette pas en cause la capacité du gestionnaire de réseaux à investir pour le raccordement des projets de biométhane. **C'est pour cela que la FNSEA est défavorable à l'orientation préliminaire qui vise à l'introduction d'un mécanisme d'incitation à la priorisation des investissements.**

Pénaliser le gestionnaire de réseaux pour le dépassement de l'enveloppe prévue dans le cadre de l'ATRD7 risque de pénaliser les agriculteurs porteurs de projets d'injection de biométhane. Alors que l'atteinte de la neutralité carbone est une nécessité et que les objectifs de décarbonation de la consommation de gaz seront atteints en partie, grâce à la production de gaz renouvelables, il est au contraire important que la filière puisse bénéficier d'un accès rapide et simple au réseau.

La FNSEA s'interroge sur les critères qui pourront prévaloir dans le raccordement des projets si le montant des investissements autorisé, dépasse l'enveloppe allouée par la CRE. Les dépenses d'investissement dans les gaz renouvelables ne peuvent pas être en concurrence avec des dépenses liées à la sécurité du réseau ou aux exigences des concédants. L'enveloppe demandée par GRDF pour le raccordement des projets de biométhane en vue de l'atteinte de l'objectif d'un minimum de 50 TWh en 2030 doit être accordée. Enfin, la proposition de la CRE est difficilement compréhensible au regard du rapport sur l'avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 dans un contexte d'atteinte de neutralité carbone

### **France Gaz Renouvelables**

FGR est favorable au maintien du mécanisme d'incitation sur les coûts unitaires d'investissement dans les réseaux mais demande à ce que la méthodologie de calcul de ce mécanisme ne remette pas en cause la capacité du gestionnaire de réseaux à investir pour le raccordement des projets de biométhane. **C'est pour cela que FGR est défavorable à l'orientation préliminaire qui vise à l'introduction d'un mécanisme d'incitation à la priorisation des investissements.**

Pénaliser le gestionnaire de réseaux pour le dépassement de l'enveloppe prévue dans le cadre de l'ATRD7 risque de pénaliser les porteurs de projets d'injection de biométhane. Alors que l'atteinte de la neutralité carbone est une nécessité et que les objectifs de décarbonation de la consommation de gaz seront atteints en partie, grâce à la production de gaz renouvelables, il est au contraire important que la filière puisse bénéficier d'un accès rapide et simple au réseau.

FGR s'interroge sur les critères qui pourront prévaloir dans le raccordement des projets si le montant des investissements autorisé, dépasse l'enveloppe allouée par la CRE. Les dépenses d'investissement dans les gaz renouvelables ne peuvent pas être en concurrence avec des dépenses liées à la sécurité du réseau ou aux exigences des concédants. L'enveloppe demandée par GRDF pour le raccordement des projets de biométhane en vue de l'atteinte de l'objectif d'un minimum de 50 TWh en 2030 doit être accordée. Enfin, la proposition de la CRE est difficilement compréhensible au regard du rapport sur l'avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 dans un contexte d'atteinte de neutralité carbone

### **UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est favorable au maintien du dispositif incitant GRDF à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissement dans les réseaux. Il nous apparaît que les années 2020 et 2021 ne peuvent pas être considérées comme trop atypiques pour en tirer des conséquences pertinentes sur des évolutions réglementaires. En conséquence, l'UPRIGAZ rejoint la CRE en proposant de se baser sur les coûts observés en 2020 et 2021.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**UNION DES SECTEURS D'ENERGIE DU DEPARTEMENT DE  
L' AISNE**

**Défavorable**

Si les dépenses visant la sécurité, les travaux et l'entretien du réseau, ou encore les investissements de GRDF devaient être limitées, les concédants propriétaires du réseau (dont l'USEDA) pourraient légitimement s'interroger sur la capacité de GRDF à assurer l'entretien du réseau et son adaptation aux évolutions réglementaires, ainsi qu'à respecter ses engagements vis-à-vis des autorités concédantes.

L'exploitation et la maintenance des ouvrages de distribution constituent les missions régaliennes de GRDF, afin d'assurer la sécurité et la continuité de service pour ses clients.

GRDF doit donc disposer des moyens non seulement d'assurer la réalisation des interventions/travaux nécessaires au maintien en exploitation des ouvrages de distribution dont il a la responsabilité, et ce dans les délais prescrits, mais également de respecter ses engagements pris dans le cadre des contrats de concessions conformément aux attentes des collectivités locales, afin de préserver la pérennité du réseau, patrimoine des collectivités.

Toute réduction du budget de GRDF en matière d'achats de travaux et d'interventions sur le réseau (maintenance préventive et corrective notamment), mais également de prestations de service, limiterait de facto les actions menées avec les acteurs de la filière gaz, ce qui n'est pas souhaitable dans le contexte actuel très évolutif en matière de réglementations et de nouvelles normes, notamment dans le bâtiment.

L'arbitrage sans précédent préconisé par la CRE sur les postes de charges d'exploitation liés aux activités de maintenance préventive et corrective, se traduirait par une moindre capacité de GRDF à accéder aux demandes de ses prestataires de réviser les marchés pour tenir compte de la répercussion des hausses de coûts qu'ils subissent (salaires, approvisionnements, carburant...).

L'introduction par la CRE d'un mécanisme de pénalisation de tout dépassement de l'enveloppe cible d'investissements établie pour 4 ans est susceptible de limiter tout investissement supplémentaire nécessaire à la sécurité du réseau ou au respect des engagements pris auprès des collectivités locales.

Le mécanisme de pénalité envisagé par la CRE pour inciter « GRDF à maîtriser et à prioriser ses investissements » risque bel et bien, malgré ce qu'indique la CRE, de compromettre la capacité de GRDF à faire face à ses obligations, qu'il s'agisse des renouvellements de réseaux, des renforcements nécessaires à l'injection de biométhane ou de déplacements d'ouvrages à la demande des collectivités.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Cette limitation de facto du niveau d'investissements de GRDF pourrait avoir des effets contre-productifs à 2 niveaux :

1/ dans un contexte de forte hausse des coûts de prestations de travaux, qui excède largement la seule inflation constatée sur les prix à la consommation, l'effet prix peut s'avérer très nettement supérieur à ce qui a été anticipé dans la prévision de GRDF et cela se traduira inévitablement par une augmentation des investissements, à volume inchangé, tenant compte des priorités en matière de sécurité et d'engagements vis-à-vis des collectivités.

2/ rien n'exclut qu'en cours de période, des investissements, non anticipés au moment de la détermination de l'enveloppe d'investissements soient rendus nécessaires par des impératifs de sécurité ou des besoins des collectivités locales (déplacements d'ouvrages par exemple). GRDF serait alors pénalisé s'il répondait à ces aléas en augmentant son volume d'investissements réalisés.

**FDE 62**

**Réponse confidentielle**

**SDE22**

**Réponse confidentielle**

**FNCRR**

**Réponse confidentielle**

**territoire d'énergie orne**

Favorable

Oui, cependant il semble que les couts de la main d'œuvre interne soient légèrement ignorés dans la part de ces coûts.

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

**GAZFIO SAS**

**Réponse confidentielle**

**SAS PCH**

Favorable

**SAS METHAMAINE**

Favorable

**ENGIE****Favorable**

ENGIE est favorable au mécanisme incitatif sur la maîtrise des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux. Les fusions de catégories d'actifs dont les coûts unitaires sont très proches constituent une simplification bienvenue. La demande de GRDF de considérer les coûts définitifs de 2022 et 2023 pour juger de la performance de l'entreprise pour ses coûts unitaires de 2024 et 2025, afin d'exclure les années 2020 (COVID) et 2021 (reprise post-COVID) qui sont des années atypiques, semblent de bon sens. Les réserves de la CRE sur cette dernière demande sont difficilement compréhensibles : même sans connaître a priori le niveau définitif des coûts unitaires 2022 et 2023, GRDF sera incité par le mécanisme-même à maîtriser au mieux ses coûts pour les années 2024 et 2025 afin de ne pas être pénalisé voire de gagner un bonus.

**CH4PROCESS****Favorable**

Concernant le découpage sur les investissements, pas de remarque sur les regroupements fait ou non fait. Il pourrait être opportun de faire ressortir, pour chaque catégorie, les investissements en lien avec les gaz verts (qu'on retrouve dans plusieurs catégories et qui ne pourraient pas forcément faire l'objet d'une catégorie à part).

Concernant les montants de références, la crise sanitaire est bien prise en compte pour 2020-2021 mais la guerre en Ukraine depuis 2022 et l'impact sur les délais d'approvisionnement et les coûts matériaux vont probablement conduire à des surcoûts importants dans les investissements à venir. D'ailleurs, en 2021 le plafond a déjà été atteint. L'année 2020 est citée dans la fin de l'analyse CRE mais peut être concentrer 2021 et 2022? (2023 renvoyant à trop tard effectivement).

Ou considérer 2020-2021 mais appliquer déjà une augmentation associée à l'inflation observée sur 2022-2023 dans le calcul ?

**EDF****Favorable**

EDF est favorable au maintien d'un mécanisme de maîtrise des coûts unitaires des investissements. Un tel mécanisme est de nature à optimiser la gestion et le coût des investissements de GRDF, sans compromettre toutefois la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation et la sécurité de son réseau.

**SPAC****Ni favorable, ni défavorable**

La question 16 comporte plusieurs questions, de sorte qu'il ne nous est pas possible de nous déclarer favorables ou non globalement.



Nous sommes favorables au principe d'un mécanisme de maîtrise des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux.

Nous ne sommes cependant pas favorables à ce que les coûts unitaires de référence pour la période tarifaire ATRD7 reposent sur la base des coûts définitifs de 2020 et 2021. Cette période ne reflète pas une activité normale en raison de la pandémie de Covid. Si l'inflation a commencé à augmenter en 2021, elle a atteint ses plus hauts niveaux sur la fin de 2022 et le début de 2023 et reste aujourd'hui plus élevée qu'à fin 2021. L'index TP10B, qui est plus spécifiquement lié à notre activité, a pour sa part connu une croissance forte et régulière depuis la fin 2021.

### **TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF est favorable au maintien du dispositif incitant GRDF à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissement dans les réseaux.

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

#### **GRTgaz**

Ni favorable, ni défavorable

GRTgaz est favorable au maintien du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts unitaires d'investissements mais considère comme GRDF que la référence des coûts unitaires pour la période ATRD7 devrait être fondée sur les coûts définitifs 2022 et 2023, pour tenir compte de l'impact de la crise sanitaire en 2020 et 2021

#### **GRDF**

Favorable

GRDF est favorable au maintien du dispositif de régulation incitative sur les coûts unitaires d'investissements dans les réseaux.

S'agissant des fusions de segments, GRDF maintient sa demande initiale rappelée ci-dessous.

- Fusion des segments « Raccordement - 6 et 10 m<sup>3</sup>/h - avec extension sup 35 m » et « Raccordement - 16 m<sup>3</sup>/h et plus - avec extension » : ces segments présentent des similarités très fortes en termes de linéaire et nombre de branchements par affaire, la différence se situant au niveau du type de branchement réalisé sur l'affaire. Leur inducteur est le même (le linéaire), leur coût unitaire est presque identique et leur structure de coût est très proche.

- Fusion des segments « Raccordement des lotissements » et « ZI ZAC ZA17 » : de même ces segments présentent des similarités très fortes en termes de nature des travaux, la différence se situant au niveau du client final, lotissement dans un cas, ZI/ZAC dans l'autre. Leur inducteur est le même (le linéaire), leur coût unitaire moyen est comparable et leur structure de coût est très proche. De plus, on observe le développement de plus en plus fréquent de zones « mixtes », conjuguant habitat et activité économique, qui rend de moins en moins pertinente la distinction entre ces deux types d'aménagements.

Ces fusions permettraient en outre d'affiner les coefficients des régressions en prenant en

compte un périmètre plus large d'affaires, et donc d'améliorer la régulation incitative sur ces segments.

Concernant le calcul des coûts unitaires de référence pour la période ATRD7, GRDF propose de rejouer les corrélations début 2025 pour fixer les coefficients Ai, Bi, et Ci sur la base des coûts unitaires 2022 définitifs et 2023 provisoires (et non sur la base des coûts unitaires 2020 et 2021 trop atypiques), afin de capter l'augmentation et la déformation des coûts que l'on constate déjà sur 2023 (effet prix différé).

Si cette proposition n'était pas retenue par la CRE, GRDF propose d'adopter la méthodologie suivante :

(i) prise en compte des années 2020, 2021 et 2022 pour le calcul des paramètres de la grille ATRD7 qui sera appliquée pour les coûts unitaires 2024 et 2025, (ii) mise à jour de la grille des paramètres ATRD7 en 2025 en jouant les régressions sur la base des coûts 2021, 2022 et 2023, cette nouvelle grille s'appliquant aux coûts unitaires 2026 et 2027.

En procédant ainsi, l'année 2023 serait prise en compte pour une partie de la période ATRD7 tout en respectant le principe de fixation des objectifs de coûts unitaires a priori. GRDF insiste sur l'importance de prendre en compte l'année 2023 puisque les coûts 2022 n'embarquent pas la totalité de la vague inflationniste.

### **ENEDIS**

Enedis considère que les années 2020, 2021 et même 2022 ne sont pas des années représentatives de l'activité normale des opérateurs de réseau, la crise sanitaire ayant eu des effets sur les coûts et les activités pendant ces trois années. Il semblerait pertinent d'adapter les années de référence.

#### **Autres acteurs**

##### **Particulier (anonyme)**

Favorable

##### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

##### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

l'investissement dans le réseau pour répondre aux injonctions réglementaires et raccorder les producteurs de gaz verts doit être renforcé

##### **Particulier (anonyme)**

**Favorable****Jérôme BTP****Défavorable**

L'idée est bonne mais de ce que je comprends, elle ne prends pas réellement en compte les réalités du moment (dates de références), de plus, les travaux d'extension de réseau diminuant au profit de travaux d'entretien/renouvellement/sécurisation, les coûts unitaires vont certainement augmenté et cette évolution normale et impérative des coûts unitaires ne semble pas prise en compte dans l'analyse proposée.

**STTP BORDET****Réponse confidentielle****Particulier (anonyme)****Favorable**

Sur le principe, inciter les coûts unitaires est la contrepartie d'une absence d'incitation globalement sur les volumes d'investissement. Il est donc pertinent de les maintenir.

Sur le point du gain en lisibilité, simplifier en regroupant des catégories similaires n'est pas aberrant. Du reste, il sera toujours possible de valider l'absence de divergence des coûts unitaires des catégories fusionnées ex post.

Du reste, la demande de prendre en compte des coûts qui ne sont pas encore connus de façon définitive pour constituer le socle de détermination des coefficients théoriques interroge en effet, d'autant que nul ne peut prévoir ce qu'il se passera en 2024 et 2025. Au-delà d'un potentiel jeu d'acteurs qui peut se comprendre jusqu' à un certain point, cette demande n'est effectivement pas pertinente.

**FCE CFDT****Favorable**

Les couts de construction ont fortement évolué, il faut prendre en compte cette évolution en fesant évolué plus rapidement les couts. Une intégration à l'année N+1 dans le CRCP sera plus réactive à la hausse comme à la baisse.

**AgroParisTech****Ni favorable, ni défavorable****Particulier (anonyme)**

**Défavorable****Chambres d'agriculture**

CdA France est favorable au maintien du mécanisme d'incitation sur les coûts unitaires d'investissement dans les réseaux mais demande à ce que la méthodologie de calcul de ce mécanisme ne remette pas en cause la capacité du gestionnaire de réseaux à investir pour le raccordement des projets de biométhane. C'est pour cela que CdA France est défavorable à l'orientation préliminaire qui vise à l'introduction d'un mécanisme d'incitation à la priorisation des investissements.

Pénaliser le gestionnaire de réseaux pour le dépassement de l'enveloppe prévue dans le cadre de l'ATRD7 risque de pénaliser les porteurs de projets d'injection de biométhane. Alors que l'atteinte de la neutralité carbone est une nécessité et que les objectifs de décarbonation de la consommation de gaz seront atteints en partie, grâce à la production de gaz renouvelables, il est au contraire important que la filière puisse bénéficier d'un accès rapide et simple au réseau.

CdA France s'interroge sur les critères qui pourront prévaloir dans le raccordement des projets si le montant des investissements autorisé dépasse l'enveloppe allouée par la CRE. Les dépenses d'investissement dans les gaz renouvelables ne peuvent pas être en concurrence avec des dépenses liées à la sécurité du réseau ou aux exigences des concédants. L'enveloppe demandée par GRDF pour le raccordement des projets de biométhane en vue de l'atteinte de l'objectif d'un minimum de 50 TWh en 2030 doit être accordée. Enfin, la proposition de la CRE est difficilement compréhensible au regard du rapport sur l'avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 dans un contexte d'atteinte de neutralité carbone

**FNME CGT**

Oui, la FNME CGT y est favorable. Nous estimons, en effet, que le dispositif permet d'avoir de la visibilité sur les coûts unitaires d'investissement dans l'intérêt des usagers.

**Question 17 : Êtes-vous favorable à la reconduction du mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » pour le tarif ATRD7 ? Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE pour ce mécanisme sur la période ATRD7 ?**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLCV****Défavorable****CLEEE****Ni favorable, ni défavorable****Associations professionnelles****ATEE CLUB BIOGAZ****Ni favorable, ni défavorable**

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**INSTITUT DES CONSTRUCTEURS ET DES PROMOTEURS**

Défavorable

Nous nous permettons de vous faire part de notre étonnement concernant le projet de réduction des moyens alloués à GRDF pour la recherche et le développement alors même que cette société se doit de poursuivre ses recherches entamées dans les domaines de la sécurité des réseaux d'une part et d'autre part dans le développement du gaz vert. Ce dernier point nous apparaît essentiel car c'est une énergie renouvelable par excellence. Il est particulièrement important que GRDF puisse continuer à apporter son aide et à soutenir les expérimentations des professionnelles. GRDF est en tout point légitime sur ce sujet. GRDF a joué ce rôle d'accompagnement lors de la période précédente avec succès. De plus en 2025 une nouvelle réglementation thermique devrait voir le jour et il est pour nous là aussi essentiel que GRDF puisse accompagner les professionnels notamment promoteurs immobiliers sur cette thématique. Comme nous l'avion indiqué en 2019 lors de la dernière consultation, un plus faible accompagnement engendrera à coup sur un surcoût pour les futurs acheteurs de logements neufs notamment. L'utilité de GRDF pour valider certains développement liés aux possibles réponses réglementaires est donc pour nous essentielle. De nombreux promoteurs auront un besoin de cet appui pour franchir les étapes.

Nous avons par ailleurs pas changé d'idée sur le fait que le développement du gaz vert est une chance pour la France et nos concitoyens (indépendance énergétique et activité dans nos territoires). Il nous apparaît donc fondamental que GRDF puisse avoir les moyens de développer le gaz vert. Donc réduire tout budget R et D de GRDF serait une erreur stratégique et un mauvais pari sur l'avenir de nos besoins en matière d'énergie autre que l'énergie nucléaire.

**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.

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**Gaz et Territoires**

Défavorable

Gaz et Territoires n'est pas favorable à la reconduction du mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux » pour le tarif ATRD7 de GRDF.

Pour rappel, ce mécanisme a été supprimé pour les ELD gazières à compter de l'entrée en vigueur de l'ATRD6. Il serait donc cohérent de ne pas le reconduire pour GRDF sur la période tarifaire ATRD7.

**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 réseaux ».

L'UPRIGAZ ne comprend pas pourquoi certains investissements SI pourraient être exclus du mécanisme incitatif, mais laisse à la CRE le soin de juger de la pertinence de placer les investissements liés à la cybersécurité hors du champ du mécanisme incitatif eu égard à l'importance et à la priorité de ces actions.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCRR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Favorable

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

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**SAS METHAMAINE**

Ni favorable, ni défavorable

**ENGIE**

Favorable

ENGIE est favorable à la reconduction du mécanisme de régulation incitative des investissements "hors réseaux" pour le tarif ATRD7, ainsi qu'aux évolutions envisagées par la CRE.

**CH4PROCESS**

Ni favorable, ni défavorable

**EDF**

Favorable

EDF est favorable à la reconduction du mécanisme de régulation incitative des investissements « hors réseaux ». EDF est également favorable à la proposition de la CRE d'exclure du mécanisme les projets repoussés à la période tarifaire suivante.

Par ailleurs, concernant les charges SI, EDF considère qu'une incitation de 100% n'est pas souhaitable. En effet, 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 des variations.

**TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF est favorable à la reconduction du dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements "hors réseaux" mais ne comprend pas pourquoi certains investissements SI pourraient être exclus du mécanisme incitatif.

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

Ni favorable, ni défavorable

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

GRTgaz s'interroge cependant sur les modalités de retraitement de la trajectoire fixée pour l'ATRD7 des grands projets inclus dans la trajectoire ATRD6 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.



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

GRTgaz rappelle également que la fixation d'une trajectoire ex-ante sur une période longue de 4 ans pour l'ensemble des dépenses hors réseaux 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 charges d'exploitation et de capital retenu pour le tarif ATRD7 devra prendre en compte ces nouveaux enjeux, et non seulement le niveau de performance atteint pendant l'ATRD6.

Enfin, GRTgaz considère pertinent de continuer à exclure de la régulation incitative les investissements SI de cybersécurité, compte tenu des enjeux croissants auxquels font face les opérateurs d'infrastructures et en même temps de la visibilité plus faible sur ces dépenses par rapport aux autres dépenses SI.

### **GRDF**

#### **Favorable**

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

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. Exclure ce type de projet, dont les dépenses sont très majoritairement imputées en CAPEX, du mécanisme TOTEX nous semble bien plus transparent et efficace afin de couvrir les coûts des opérateurs (les investissements n'étant rémunérés qu'après leur mise en service effective pour leur coût réel), et éviterait donc les régularisations ex-post entre périodes tarifaires telles qu'envisagées par la CRE en cas de report de ces projets. A ce titre, GRDF réaffirme donc sa demande de mettre le projet SAP4HANA hors TOTEX. Pour rappel, il a été pertinent de placer ce projet hors TOTEX pour la période ATRD6. En effet, les dépenses de ce projet initialement prévues pour ATRD6 ont été majoritairement décalées sur ATRD7 : GRDF n'a donc pas perçu de CCN au titre de ce projet sur ATRD6, conformément au décalage du projet.

En outre, dans un contexte de tension sur les ressources externes et sur les compétences SAP4 sur le marché en particulier, le risque de décalage du planning de réalisation du projet est réel sur ATRD7.

### **ENEDIS**

Enedis est favorable à la reconduction de ce mécanisme moyennant certaines adaptations.

Concernant spécifiquement les SI, les transformations d'ampleur attendues du distributeur, et donc de son SI, nécessitent des projets aux trajectoires d'investissements pluriannuelles.

Ces transformations sont complexes et dès lors soumises à des risques importants.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Dans ce cadre, Enedis est favorable à la reconduction du dispositif permettant d'exclure certains projets du mécanisme de régulation incitative, notamment ceux :

- Soumis à des risques exogènes importants dont l'émergence est peu maîtrisable par les opérateurs,
- Porteurs d'une dimension stratégique pour le service public,
- Permettant de renforcer l'indépendance et la neutralité du distributeur.

**Autres acteurs**

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

il faut que GRDF continue à investir dans la recherche de nouveaux procédés de fabrications de gaz verts

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Jérôme BTP**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

Ce mécanisme permet en théorie une absence d'arbitrage. Il est donc, en l'absence d'alternative à proposer, à conserver. Il permet également comme le souligne l'analyse de la CRE une certaine flexibilité dès lors que la stratégie de l'opérateur en termes d'acquisition/location évolue au regard des incertitudes potentielles sur l'avenir. Le fait de retraiter les trajectoire passées du décalage de réalisation est du reste attendu afin d'assurer la juste couverture des charges par le tarif payé par l'ensemble des consommateurs.

**FCE CFDT**

Favorable

La CFDT est favorable

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**FNME CGT**

Non, la FNME CGT n'y est pas favorable. Il nous semble plus pertinent de considérer les investissements dans leur globalité au lieu de les prendre isolément. Si par exemple une amélioration SI peut conduire à éviter des investissements plus importants dans le domaine non incité, l'opérateur peut être tenté de s'en abstenir dans le cadre d'un tel mécanisme, au détriment des utilisateurs des réseaux.

**Question 18 : Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant l'instauration d'une incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements de GRDF ? Êtes-vous favorable au principe de réévaluation de l'enveloppe d'investissements en cours de période tarifaire ? Êtes-vous favorable aux modalités financières envisagées ?**

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

**CLCV**

Défavorable

déjà commenté

**CLEEE**

Ni favorable, ni défavorable

Nous sommes favorables à l'incitation à la maîtrise et à la priorisation des coûts pour GRDF. En revanche, la trajectoire en termes de modalités financières telle envisagée ne nous semble pas soutenable pour les consommateurs dont le nombre va aller en diminuant.

**Associations professionnelles**

**Les Canalisateurs**

Défavorable

Nous sommes défavorables à l'instauration d'une incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements de GRDF pour plusieurs raisons :

- un enjeu évident de sécurité des infrastructures
- un enjeu de transition énergétique avec l'objectif de 100% de biogaz à l'horizon 2050
- un enjeu de maintien des qualités des prestations effectuées par nos entreprises, en

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

particulier sur le plan des compétences du personnel, dans un contexte d'un marché du travail très tendu.

Le principe de réévaluation de l'enveloppe d'investissement en cours de la période tarifaire pourrait s'avérer pertinente dans un contexte économique et politique instable.

### ATEE CLUB BIOGAZ

Ni favorable, ni défavorable

### CAPEB

Ni favorable, ni défavorable

### INSTITUT DES CONSTRUCTEURS ET DES PROMOTEURS

Défavorable

Comme nous l'avons indiqué dans la réponse précédente, cela serait une erreur stratégique! Nous ne sommes donc pas favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant l'instauration d'une incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements de GRDF. Nous ne sommes favorables au principe de réévaluation **à la hausse** de l'enveloppe d'investissements en cours de période tarifaire. GRDF est un acteur essentiel dans le domaine de l'énergie qui est très proche de ses marchés et des acteurs qui les composent. Encore une fois **vouloir réduire les budget de GRDF en matière de R et D est une erreur stratégique majeure**. Il ne faut pas refaire les mêmes erreurs faites avec l'énergie nucléaire. La seule énergie nucléaire ne pourra répondre aux besoins à court et moyen terme! Il faut conserver un mixte énergétique équilibré d'autant que ce mixte peut devenir 100% français tout en développant de façon très importante les énergies renouvelable avec le gaz vert. **Nous ne sommes donc pas favorable aux modalités financières envisagés encore une fois d'un point de vue stratégique et également au regard de la période que nous vivons et des attentes de nos concitoyens et de nos territoires.**

### France Gaz

Défavorable

France Gaz est défavorable à l'orientation envisagée par la CRE, considérant que le régulateur n'a pas compétence pour contrôler les investissements des GRD, et que les réseaux de distribution sont propriété des collectivités qu'il n'apparaît pas légitime de pénaliser par ce biais.

Au cas d'espèce, GRDF ne dispose pas en tout état de cause de marge de manœuvre significative quant aux investissements à réaliser, qui relèvent (i) d'exigences de sécurité ou d'évolutions réglementaires, (ii) de la réponse à des demande de tiers et (iii) de la mise en œuvre de la transition énergétique pour ce qui concerne le raccordement des producteurs de biométhane, dans un cadre qui est approuvé par la CRE.

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**Gaz et Territoires**

Ni favorable, ni défavorable

La réponse de Gaz et Territoires s'inscrit dans un contexte dépourvu de péréquation tarifaire. Dans un tel contexte, Gaz et Territoires estime qu'il n'est pas pertinent d'instaurer une incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements. Les opérateurs de réseaux font très attention aux investissements qu'ils engagent, dont la très grande majorité est consacrée à maintenir en toute sécurité l'outil industriel, à répondre aux évolutions et aux injonctions réglementaires, et à permettre le développement des gaz renouvelables. Ces investissements très majoritairement contraints sont réalisés à bon escient dans une logique d'opérateur efficace. Dès lors, et eu égard aux coûts que ces mécanismes d'incitation peuvent représenter pour leur mise en place et leur suivi, tant pour le régulateur que pour les opérateurs, Gaz et Territoires s'interroge fortement sur l'utilité et l'efficacité concrètes pour conduire les opérateurs à limiter ou à prioriser leurs investissements.

Par ailleurs, les ELD gazières se demandent si la fixation d'une enveloppe d'investissements pour les distributeurs est compatible avec le cadre juridique actuel.

Concernant GRDF, la régulation sur les coûts unitaires d'investissement n'est pas compatible avec un plafonnement des investissements qui entrainerait une double peine pour l'opérateur qui n'est pas maître des demandes des tiers, de la hausse des coûts des prestataires ni des décisions des autorités concédantes qui restent propriétaires des réseaux.

**FNSEA**

La FNSEA est favorable au maintien du mécanisme d'incitation sur les coûts unitaires d'investissement dans les réseaux mais demande à ce que la méthodologie de calcul de ce mécanisme ne remette pas en cause la capacité du gestionnaire de réseaux à investir pour le raccordement des projets de biométhane. **C'est pour cela que la FNSEA est défavorable à l'orientation préliminaire qui vise à l'introduction d'un mécanisme d'incitation à la priorisation des investissements.**

Pénaliser le gestionnaire de réseaux pour le dépassement de l'enveloppe prévue dans le cadre de l'ATRD7 risque de pénaliser les agriculteurs porteurs de projets d'injection de biométhane. Alors que l'atteinte de la neutralité carbone est une nécessité et que les objectifs de décarbonation de la consommation de gaz seront atteints en partie, grâce à la production de gaz renouvelables, il est au contraire important que la filière puisse bénéficier d'un accès rapide et simple au réseau.

La FNSEA s'interroge sur les critères qui pourront prévaloir dans le raccordement des projets si le montant des investissements autorisé, dépasse l'enveloppe allouée par la CRE.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Les dépenses d'investissement dans les gaz renouvelables ne peuvent pas être en concurrence avec des dépenses liées à la sécurité du réseau ou aux exigences des concédants. L'enveloppe demandée par GRDF pour le raccordement des projets de biométhane en vue de l'atteinte de l'objectif d'un minimum de 50 TWh en 2030 doit être accordée. Enfin, la proposition de la CRE est difficilement compréhensible au regard du rapport sur l'avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 dans un contexte d'atteinte de neutralité carbone

### **France Gaz Renouvelables**

FGR est favorable au maintien du mécanisme d'incitation sur les coûts unitaires d'investissement dans les réseaux mais demande à ce que la méthodologie de calcul de ce mécanisme ne remette pas en cause la capacité du gestionnaire de réseaux à investir pour le raccordement des projets de biométhane. **C'est pour cela que FGR est défavorable à l'orientation préliminaire qui vise à l'introduction d'un mécanisme d'incitation à la priorisation des investissements.**

Pénaliser le gestionnaire de réseaux pour le dépassement de l'enveloppe prévue dans le cadre de l'ATRD7 risque de pénaliser les porteurs de projets d'injection de biométhane. Alors que l'atteinte de la neutralité carbone est une nécessité et que les objectifs de décarbonation de la consommation de gaz seront atteints en partie, grâce à la production de gaz renouvelables, il est au contraire important que la filière puisse bénéficier d'un accès rapide et simple au réseau.

FGR s'interroge sur les critères qui pourront prévaloir dans le raccordement des projets si le montant des investissements autorisé, dépasse l'enveloppe allouée par la CRE. Les dépenses d'investissement dans les gaz renouvelables ne peuvent pas être en concurrence avec des dépenses liées à la sécurité du réseau ou aux exigences des concédants. L'enveloppe demandée par GRDF pour le raccordement des projets de biométhane en vue de l'atteinte de l'objectif d'un minimum de 50 TWh en 2030 doit être accordée. Enfin, la proposition de la CRE est difficilement compréhensible au regard du rapport sur l'avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 dans un contexte d'atteinte de neutralité carbone

### **UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant l'instauration d'une incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements de GRDF ainsi qu'au principe de réévaluation de l'enveloppe d'investissements en cours de période tarifaire. En revanche, elle ne dispose pas des éléments lui permettant de se prononcer sur les modalités financières envisagées.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **Syndicat Intercommunal de l'Electricité et du Gaz de l'Eure (SIEGE 27)**

#### **Défavorable**

La sécurité du réseau et la réduction du nombre d'usagers consommateurs sont deux enjeux majeurs partagés par le concessionnaire et son autorité concédante. Le SIEGE en a fait un marqueur régulier à l'occasion des conférences dites NOME organisées chaque année par l'Autorité Préfectorale.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Sur la sécurité, la dépendance introduite au chapitre 3.3.2.3 entre trajectoire d'investissement et maîtrise des priorités interpelle en ce qu'elle est source de dangers que ne saurait supporter l'AODG.

L'exemple de l'ATRD6 de GreenAlp n'est pas un modèle reproductible puisque fondé in fine sur la décision de l'AODE-métropole de créer un réseau de chaleur. En faisant ce choix, elle était dans l'obligation d'en tirer les conséquences sur le réseau de gaz. A l'inverse, dans les territoires où l'AODG n'est pas confondue à une seule unité urbaine, c'est à la Commission Consultative Paritaire de l'Energie constituée par la loi TECV de vérifier la cohérence des investissements à réaliser. La libre administration des collectivités et de leurs groupements ne permettant pas à ladite commission d'imposer ses vues en cas d'incohérence, il appartient à l'AODE responsable de cet organe consultatif d'examiner avec le concessionnaire les suites à donner au cas par cas. Dans une triple logique de mix énergétique, de sécurité du réseau et de continuité de service à l'utilisateur, le SIEGE 27 revendique cette posture issue de la loi et n'entend pas l'abandonner sans protester à une norme tarifaire par nature hermétique aux réalités locales.

L'observation qui précède dictera la réponse du SIEGE 27 à la question 36.

#### **FDE 62**

**Réponse confidentielle**

#### **SDE22**

**Réponse confidentielle**

#### **FNCRR**

**Réponse confidentielle**

#### **Sigeif**

**Défavorable**

Le Sigeif est défavorable à la proposition de régulation des investissements (Question 18)

En particulier, la CRE évoque au paragraphe 3.3.2.3, page 36, « la mise en place d'une régulation incitative à la maîtrise et à la priorisation des investissements, via la détermination d'une enveloppe d'investissements sur la période tarifaire » avec l'idée que « les gestionnaires de réseaux doivent optimiser la gestion de leurs actifs ». Il convient d'abord de souligner le fait que ces réseaux sont les nôtres et non ceux de GRDF. En tant que propriétaire de nos réseaux publics de distribution d'énergie (gaz et électricité), nous exigeons du concessionnaire obligé qu'il investisse avec efficacité selon les priorités de notre territoire partagées lors de nos instances de gouvernance. Notre rôle d'autorité organisatrice de la distribution d'énergie tel que décrit dans le code de l'énergie (voir notamment article L432-1) est renforcé localement par notre nouveau contrat de concession et nous refusons que ce rôle soit affaibli par la proposition qui est faite.



**territoire d'énergie orne**

Défavorable

Non, GRDF agit dans le cadre des engagements qui sont les siens auprès des AODG

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**SAS METHAMAINE**

Favorable

**CH4PROCESS**

Défavorable

On ne peut pas comparer ce qui s'est fait à l'échelle d'une ville à un territoire national. Le fait de mettre également en avant des abandons définitif de gaz n'est pas non plus logique avec une volonté de maintien des réseaux et de capacité à distribuer les gaz verts de demain.

Il ne faut pas voir que les investissements coté gaz vert au niveau de la production, toute la distribution doit aussi pouvoir suivre car il faut des consommateurs en face des productions (même si les consommations doivent être moindre pour chaque acteur (sobriété et maîtrise énergétique), il faut maintenir un réseau pleinement fonctionnel.

Franchement, le dispositif proposé ici de rémunération réduite des excès d'investissement par rapport à un référentiel qui s'annonce presque certainement insuffisant (du fait de la forte inflation en cours) semble apporter une complexité supplémentaire. On a l'impression de lire "faite plus avec moins", d'ailleurs c'est le cas lorsqu'on voit les enveloppes d'investissements déjà prévues pour l'ATRD7 entre les figures 5 et 6.

Bref, il y a déjà un objectif et des enveloppes fixées donc pourquoi chercher à complexifier encore? On peut par contre ajouter des points d'étape pour vérifier si il y a un glissement ou des situations anormales plutôt que de mettre en place un outil complexe qui demandera de toute façon des aménagements futurs.

Il faut savoir faire simple.

Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant l'instauration d'une incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements de GRDF ? NON

## VERBATIM

---

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Êtes-vous favorable au principe de réévaluation de l'enveloppe d'investissements en cours de période tarifaire ?

=>OUI

Êtes-vous favorable aux modalités financières envisagées ?

=>NON

### EDF

Ni favorable, ni défavorable

EDF partage l'ambition de la CRE consistant maîtriser les investissements en raison de la baisse tendancielle de la consommation de gaz. Toutefois, lors de l'atelier organisé par la CRE le 23 juin 2023, il a été indiqué qu'une partie significative des investissements de GRDF était liée soit à des obligations réglementaires, soit à des engagements externes. Ainsi, GRDF n'a pas la totale maîtrise des investissements à réaliser et EDF est dubitatif sur l'instauration d'une incitation à la maîtrise des investissements.

En revanche, il semble indispensable que les contrats de concession entre les autorités concédantes et les gestionnaires de réseaux soient cohérents avec les politiques publiques en matière d'énergie. Encore trop souvent, les autorités concédantes poussent les GRD à développer le réseau de gaz. Ceci augmente non seulement le risque de retarder la décroissance de la consommation mais pourrait aggraver le problème de l'explosion des coûts unitaires.

### SPAC

Ni favorable, ni défavorable

La question 18 comporte plusieurs questions, de sorte qu'il ne nous est pas possible de nous déclarer favorables ou non globalement.

Nous ne sommes pas favorables à l'instauration d'une incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements de GRDF. Nous pensons qu'une telle mesure aura un impact immédiat sur le volume et les niveaux de prix des marchés de travaux attribués aux entreprises, au moins pour les investissements donnant lieu à une réduction de rémunération de l'opérateur.

Il nous semble que ce mécanisme va à l'encontre de l'objectif d'amélioration de la qualité de service, pour ce qui concerne nos activités tout du moins. Nous ne comprenons pas non plus comment il peut aller dans le sens de la sécurité des infrastructures ni permettre à GRDF de faire face aux enjeux de la transition énergétique, notamment la reprise attendue dans l'essor du biométhane à partir de 2026.

Nous sommes favorables au principe de réévaluation de l'enveloppe d'investissements en cours de période tarifaire, notamment par souci de réactivité face à l'imprévisibilité de certains événements de contexte survenus ces dernières années (pandémie, guerre en Ukraine). Nous sommes néanmoins soucieux que cette réévaluation tienne compte des contraintes auxquelles sont soumises les entreprises.

**ENGIE****Défavorable**

ENGIE est favorable sur le principe à une maîtrise et une priorisation des investissements. Néanmoins, ENGIE note que l'application par le régulateur d'une telle incitation apparaît complexe en l'état actuel des règlements en termes de sécurité auxquels GRDF est soumis. En effet, à ce jour :

- Les investissements liés à la sécurité des réseaux sont très majoritairement imposés par la réglementation, qui est largement construite par les pouvoirs publics selon une obligation de moyens et non selon une obligation de résultat, sans qu'il soit possible pour les "gestionnaires de réseaux [de] limiter [leurs investissements] aux dépenses strictement nécessaires pour assurer l'exploitation et la sécurité du réseau" comme cela est mentionné dans la CP.
- La péréquation tarifaire institue de fait un principe d'égalité de traitement entre les concessions, qui ne permet pas à GRDF de prioriser les investissements dans une concession au détriment d'une autre.

Pour qu'une régulation incitative à la maîtrise et à la priorisation des investissements puisse être mise en place, un préalable nous semble donc que les exigences réglementaires des autorités administratives soient stabilisées, et qu'une marge de manœuvre soit laissée aux opérateurs dans la façon de programmer les investissements de renouvellement d'ouvrages en fonction de leur vision sur l'avenir de ces ouvrages.

Enfin, l'exemple donné dans la consultation publique sur les optimisations opérées par GreenAlp ne nous semble pas préfigurer une méthode applicable par GRDF à une hauteur significative sur son périmètre. Ces opérations consistent dans les faits en investissements évités par l'abandon d'actifs (canalisations ou conduites montantes) dans le cadre d'abandons définitifs du gaz. Cette situation spécifique du centre-ville de Grenoble n'est pas généralisable au périmètre de desserte étendu de GRDF.

**ANODE**

Oui. En revanche, s'agissant de l'incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements, le meilleur levier est le maintien de la méthodologie en vigueur déterminant le CMPC.

**ENI**

Oui. En revanche, s'agissant de l'incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements, le meilleur levier est le maintien de la méthodologie en vigueur déterminant le CMPC.

**TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF partage l'orientation de la CRE concernant l'instauration d'une incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements de GRDF. Dans le contexte de la baisse anticipée des consommations de gaz, TEEGF estime essentiel que les investissements soient limités à ce qui est strictement nécessaire pour assurer la sécurité du réseau et accélérer le raccordement du biométhane. Cette approche garantirait une allocation

optimale des ressources en accord avec les enjeux actuels du marché et les contraintes de financement.

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

### **GRTgaz**

#### **Défavorable**

GRTgaz considère qu'il convient d'appréhender avec prudence toute incitation à la priorisation des investissements dans la mesure où les investissements de GRDF répondent déjà à des impératifs de sécurité du réseau et de développement des gaz verts. Une régulation incitative des investissements de GRDF est en place, que ce soit pour la majeure partie des investissements dans les réseaux et pour les investissements hors réseaux, et il ne semble pas nécessaire d'instaurer un dispositif additionnel.

### **GRDF**

#### **Défavorable**

GRDF est fermement opposée à l'instauration d'une pénalisation en cas de dépassement de l'enveloppe d'investissements projetée pour la période tarifaire ATRD7.

GRDF est un opérateur responsable dont les programmes d'investissements sont soit liés à des obligations réglementaires, obligations de raccordement, impératifs de sécurité, demandes de tiers (dans le cadre de déplacements d'ouvrages pour des travaux d'utilité publique), soit discutés périodiquement avec les autorités concédantes, validés dans des programmes pluriannuels d'investissements, dont il est rendu compte chaque année. Contrairement aux opérateurs Transport, la CRE n'a jamais eu compétence de validation du programme d'investissement de GRDF (à l'exception de la validation au cas par cas des zonages biométhane introduite en 2019), constitué d'une myriade d'investissements au coût unitaire faible et en grande partie imprévisibles sur une période de 4 ans. L'introduction de ce mécanisme est donc en contradiction avec la volonté du législateur lors de l'ouverture des marchés, qui avait bien compris que les investissements en distribution sont décidés localement pour répondre à des besoins locaux dans un cadre de cohérence fixé par le législateur.

GRDF rappelle en outre que 2 mécanismes existent déjà pour inciter GRDF à maîtriser ses investissements : la régulation incitative des dépenses d'investissements hors réseaux (« TOTEX ») et la régulation incitative sur les coûts unitaires d'investissements réseaux qui couvre une large proportion des investissements totaux de GRDF.

S'ils ne sont pas déjà soumis à une régulation incitative, les investissements de GRDF sont soit imposés à l'opérateur par la réglementation, soit nécessaires à l'accueil des gaz verts sur le réseau de distribution. Ainsi, l'absence d'incitation sur les investissements « réseaux » dans le cadre tarifaire en vigueur sur l'ATRD6 a permis de répondre à la dynamique de développement de l'injection de biométhane sur le réseau de GRDF et de dépasser les objectifs de la PPE. Si le mécanisme proposé par la CRE dans la présente consultation publique avait été en vigueur, alors GRDF aurait été pénalisé pour sa contribution à la transition énergétique ! ce qui démontre les limites inhérentes à ce dispositif. Enfin, pour rappel, GRDF n'est pas rémunéré sur les investissements non réalisés.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Les mécanismes actuels sont donc vertueux (le revenu autorisé a évolué bien moins vite que l'inflation comme la CRE l'a rappelé page 17 de sa Consultation Publique) et tout dispositif de pénalisation supplémentaire limiterait potentiellement la capacité de GRDF à répondre aux engagements pris vis-à-vis des autorités concédantes et des porteurs de projets.

### **ENEDIS**

Enedis considère que les mécanismes envisagés par la CRE pour l'ATRD ne seraient pas pertinents pour le TURPE, dans un contexte de croissance des activités du distributeur, liée à la transition écologique et énergétique.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

une revue des investissements est toujours pertinente

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

### **SATO**

Favorable

GRDF a émis un plan d'investissement pour renouveler les conduites de gaz vieillissantes pour assurer la sécurité industrielle des réseaux. En tant que partenaire de GRDF sur le sujet, nous constatons au quotidien sur les chantiers que ces renouvellements sont nécessaires. C'est pourquoi, il est important de réévaluer l'enveloppe d'investissement afin de permettre à GRDF d'entreprendre l'ensemble des travaux de remise en sécurité de ses réseaux.

Les modalités financières envisagées sur la partie accompagnement de l'investissement proposée par la CRE ne sont pas suffisantes, il est nécessaire de s'approcher de la proposition de GRDF.

### **Jérôme BTP**

Ni favorable, ni défavorable

## VERBATIM

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Si je suis favorable à une revoyure, les modalités semblent "imposer" une diminution à la revoyure, ce qui ne semble que peu adapté au contexte.

### STTP BORDET

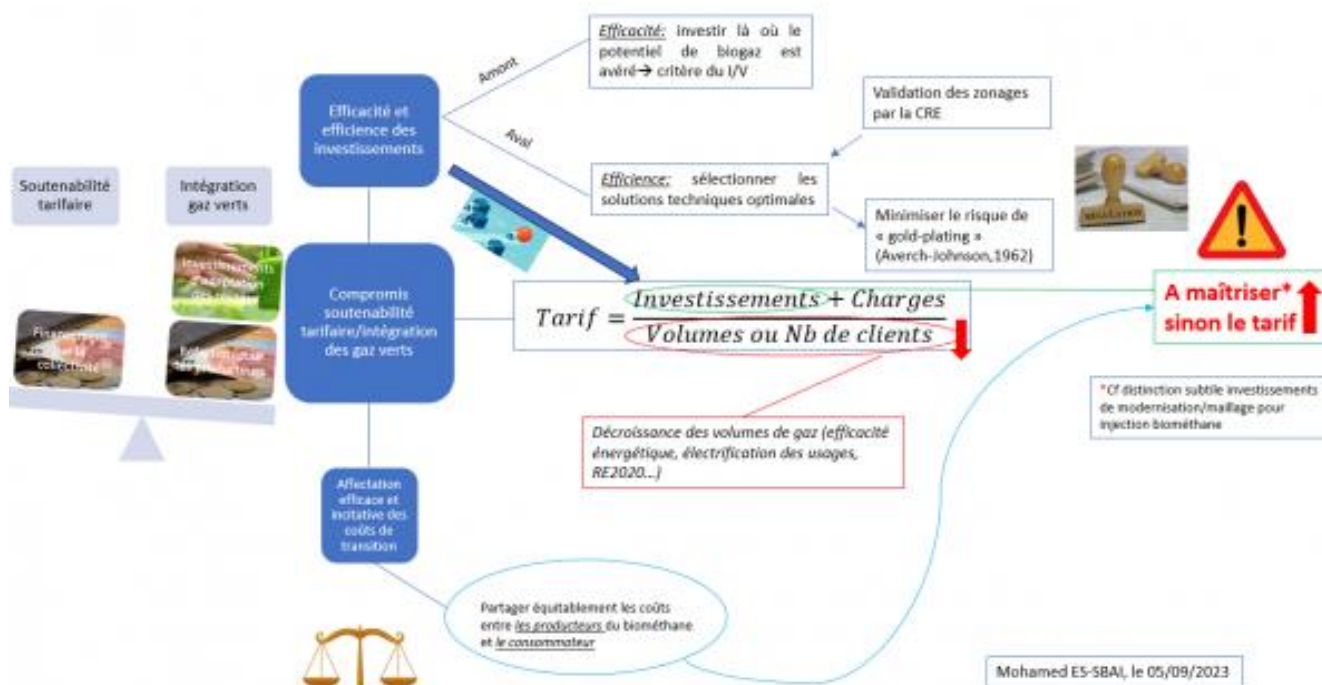
Réponse confidentielle

#### Particulier (anonyme)

Favorable

La maîtrise de l'enveloppe d'investissements est bienvenue dans son principe. Néanmoins, il faut s'attacher à s'assurer qu'elle ne crée pas de biais à la hausse de la référence, à savoir la trajectoire tarifaire des investissements. Si une clause de revoyure est pertinente à des fins de flexibilité, il s'agit de s'assurer que les dérogations demandées ne s'inscrivent dans une définition trop large ou imprécise d'investissements pour les gaz « verts », auquel cas le mécanisme perdrait de son effectivité à 100%.

Le schéma ci-après récapitule globalement les enjeux associés:



### FCE CFDT

Défavorable

La CFDT est très défavorable au principe d'incitation. GRDF rempli une mission de service public, et ne peut se soustraire à l'investissement en termes de sécurité ou alimentation des

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

clients ou raccordements. Dans cette période indécise, ou les objectifs de raccordement évolue tous les jours nous ne pouvons pas inciter ce poste.

### **AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

### **Chambres d'agriculture**

CdA France est favorable au maintien du mécanisme d'incitation sur les coûts unitaires d'investissement dans les réseaux mais demande à ce que la méthodologie de calcul de ce mécanisme ne remette pas en cause la capacité du gestionnaire de réseaux à investir pour le raccordement des projets de biométhane. C'est pour cela que CdA France est défavorable à l'orientation préliminaire qui vise à l'introduction d'un mécanisme d'incitation à la priorisation des investissements.

Pénaliser le gestionnaire de réseaux pour le dépassement de l'enveloppe prévue dans le cadre de l'ATRD7 risque de pénaliser les porteurs de projets d'injection de biométhane. Alors que l'atteinte de la neutralité carbone est une nécessité et que les objectifs de décarbonation de la consommation de gaz seront atteints en partie, grâce à la production de gaz renouvelables, il est au contraire important que la filière puisse bénéficier d'un accès rapide et simple au réseau.

CdA France s'interroge sur les critères qui pourront prévaloir dans le raccordement des projets si le montant des investissements autorisé dépasse l'enveloppe allouée par la CRE. Les dépenses d'investissement dans les gaz renouvelables ne peuvent pas être en concurrence avec des dépenses liées à la sécurité du réseau ou aux exigences des concédants. L'enveloppe demandée par GRDF pour le raccordement des projets de biométhane en vue de l'atteinte de l'objectif d'un minimum de 50 TWh en 2030 doit être accordée. Enfin, la proposition de la CRE est difficilement compréhensible au regard du rapport sur l'avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 dans un contexte d'atteinte de neutralité carbone

### **FNME CGT**

Non, la FNME CGT n'y est pas favorable. Une telle incitation pourrait selon nous avoir pour effet de reporter dans le temps des investissements nécessaires aux objectifs de sécurité du réseau, de conformité réglementaire ou d'intégration des gaz verts. Ces catégories d'investissement devraient donc être exclues du mécanisme d'incitation.

Si une telle incitation venait à être instaurée, la FNME CGT serait favorable au principe de réévaluation de l'enveloppe des investissements en cours de période tarifaire, notamment pour tenir des évolutions réglementaires et de la dynamique de développement du biométhane.



**Question 19 : Partagez-vous les enjeux présentés par la CRE s'agissant de la régulation incitative de la qualité de service ?**

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

**CLCV**

Non

**CLEEE**

Oui

**Associations professionnelles**

**ATEE CLUB BIOGAZ**

Sans avis

**CAPEB**

Sans avis

**France Gaz**

Sans avis

N/A

**SYNASAV**

Sans avis

**Gaz et Territoires**

Sans avis

Gaz et Territoires 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,
- de pouvoir supprimer ou revoir des indicateurs incités en cours de période tarifaire lorsqu'ils n'ont plus raison d'être ou que les objectifs ne sont plus atteignables (exemple : objectif des taux de relève 6M trop élevé avec la mise en place avancée des compteurs communicants pour les GRD concernés).

A noter que compte-tenu de l'arbitrage très fort proposé par la CRE sur les charges nettes d'exploitation de GRDF, rehausser les exigences en termes de qualité semble contradictoire et difficilement réalisable.

### **UPRIGAZ**

Globalement la qualité de service offerte par les GRD s'est améliorée sur une longue période même si l'on a observé une légère dégradation durant la période ATRD6. 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.

L'UPRIGAZ ne peut qu'encourager la CRE à renforcer le cadre de la régulation incitative de la qualité de service attachée au développement des gaz renouvelables.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **SDE22**

Réponse confidentielle

#### **FNCRR**

Réponse confidentielle

#### **territoire d'énergie orne**

Oui

Oui, Le respect des délais de réalisations des prestations reste un enjeu primordial de la qualité de service

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

#### **GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

#### **SAS PCH**

Oui

#### **SAS METHAMAINE**

Sans avis

#### **CH4PROCESS**

Oui

### **EDF**

Oui

EDF partage les trois priorités identifiées par la CRE. Il est essentiel d'avoir une bonne performance de ces indicateurs et de fixer des objectifs élevés à GRDF tout en restant atteignables sans coûts excessifs.

### **ENGIE**

Oui

ENGIE partage le bilan et les enjeux présentés par la CRE s'agissant de la régulation incitative de la qualité de service, et est favorable aux préconisations de la CRE. En particulier, ENGIE soutient le maintien d'un bon niveau de qualité de services sur les axes suivants :

- le respect des délais de réalisation des prestations de mise en et hors service : il s'agit d'actes essentiels du gestionnaire de réseau, dont il est le seul à avoir la maîtrise, et qui ont un impact direct sur le consommateur final. Les actions nécessaires pour enrayer la dégradation observée doivent être mises en œuvre rapidement
- la relation avec le fournisseur, à travers la transmission des données nécessaires au bon fonctionnement du marché (index de consommation issus ou non des compteurs évolués et autres flux) ;
- le traitement des réclamations, qui fait actuellement l'objet d'insatisfaction de la part des acteurs, et qui n'atteint pas les objectifs fixés.

### **ANODE**

Oui, nous les partageons et sommes très favorables à la mise en place d'un indicateur sur la qualité des données transmises. En effet, avec le développement des compteurs Gazpar, la régulation incitative doit être complétée par des indicateurs qualitatifs.

Nous rappelons que nous avons connu beaucoup d'anomalies sur la transmission des données journalières qui n'ont pas impacté les indicateurs de GRDF, présentés lors de ses GT commerciaux et des GT thématiques de la CRE.

Exemples de problèmes sur la qualité des données transmises, observés sur 2022-2023 :

- GRDF n'a transmis que 30% des TJDC : ne permettant pas aux clients d'avoir accès à leurs courbes de consommation et générant des réclamations et de l'insatisfaction ;
- sur la chaîne communicante des compteurs Gazpar, GRDF transmettait de fausses données de consommation aux fournisseurs (identifié à 0) empêchant une bonne facturation des consommations, pour autant les indicateurs de transmission des données de consommation de GRDF étaient bons. Il faudrait également mettre en place des indicateurs pour :

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

- suivre le problème des compteurs muets,
- suivre la qualité du traitement des requêtes.

### **ENI**

Oui, nous les partageons et sommes très favorables à la mise en place d'un indicateur sur la qualité des données transmises. En effet, avec le développement des compteurs Gazpar, la régulation incitative doit être complétée par des indicateurs qualitatifs.

Nous rappelons que nous avons connu beaucoup d'anomalies sur la transmission des données journalières qui n'ont pas impacté les indicateurs de GRDF, présentés lors de ses GT commerciaux et des GT thématiques de la CRE.

Exemples de problèmes sur la qualité des données transmises, observés sur 2022-2023 :

- GRDF n'a transmis que 30% des TJDC : ne permettant pas aux clients d'avoir accès à leurs courbes de consommation et générant des réclamations et de l'insatisfaction ;
- sur la chaîne communicante des compteurs Gazpar, GRDF transmettait de fausses données de consommation aux fournisseurs (identifié à 0) empêchant une bonne facturation des consommations, pour autant les indicateurs de transmission des données de consommation de GRDF étaient bons. Il faudrait également mettre en place des indicateurs pour :
  - suivre le problème des compteurs muets,
  - suivre la qualité du traitement des requêtes.

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

#### **GRTgaz**

Oui

GRTgaz partage globalement les enjeux présentés par la CRE.

#### **GRDF**

Oui

Tout d'abord, GRDF rappelle qu'elle continuera à viser un haut niveau de qualité de service, au bénéfice des clients, des fournisseurs et de l'ensemble des parties prenantes.

GRDF partage les enjeux présentés par la CRE en matière de régulation incitative de la qualité de service. Toutefois, GRDF émet certaines réserves quant aux modalités d'application des orientations proposées par la CRE (cf. questions suivantes) et rappelle que le fort arbitrage (de plus de 10%) qu'envisage la CRE sur ses charges nettes d'exploitation n'est pas compatible avec un rehaussement des objectifs de qualité de service de GRDF qui ne pourraient être atteints sans coût supplémentaire.

## VERBATIM

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Concernant les indicateurs "taux de mises en service / hors service dans les délais", GRDF rappelle que la chute de la performance constatée en fin d'année 2022 est la conséquence d'événements ponctuels et exceptionnels, et le redressement des indicateurs sur le premier semestre 2023 présenté par GRDF, lors de l'atelier organisé le 13 septembre dernier par la CRE sur la thématique de la qualité de service, en atteste.

Par ailleurs, GRDF rappelle que l'indicateur « taux de réponses aux réclamations des fournisseurs dans les 15 jours calendaires » était au-delà de l'objectif sur la période ATRD6 en moyenne (96,5% vs un objectif de 96%), ce qui nuance le propos de la CRE selon lequel « le traitement des réclamations [...] n'atteint pas les objectifs fixés ».

### **ENEDIS**

Enedis, elle-même opérateur régulé doté d'une politique client visant leur satisfaction, reconnaît la pertinence de la régulation incitative portant sur des indicateurs de qualité de service relatifs à l'accès au réseau de distribution par les clients finals, aux prestations réalisées par l'opérateur (dont les prestations de transmission de données aux Fournisseurs d'électricité et Responsables d'Equilibre) et à l'écoute des clients utilisateurs du réseau à travers le traitement des réclamations ou d'autres mesures.

Cette régulation doit être définie en fonction des enjeux portés par l'opérateur. La présente consultation fait état de l'amélioration de la chaîne communicante du SI pour collecter les données (comptage) et les mettre à disposition des acteurs du marché. Cela peut supposer la refonte de certaines applications et le renforcement ou renouvellement des infrastructures SI dont le financement doit être assuré par le tarif pour permettre à l'opérateur de les réaliser (le régulateur devant apprécier le bilan « coût pour l'opérateur à charge des utilisateurs / bénéfice pour la communauté des utilisateurs du réseau »).

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Non

#### **Particulier (anonyme)**

Non

#### **Particulier (anonyme)**

Oui

#### **Particulier (anonyme)**

Oui

#### **Jérôme BTP**

Sans avis

**Particulier (anonyme)**

Oui

**FCE CFDT**

Oui

La CFDT est favorable

**AgroParisTech**

Sans avis

**Particulier (anonyme)**

Sans avis

**FNME CGT**

Oui, la FNME CGT partage les enjeux identifiés par la CRE.

**Question 20 : Êtes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le tarif ATRD7 visant principalement à renforcer les incitations sur les thématiques prioritaires (interventions terrain, transmission des données aux acteurs, réclamations, comptage évolué et injection de biométhane) ?**

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

**CLCV**

Défavorable

pas du tout. d'autant qu'elle ne comprend pas d'adaptation du réseau.

L'injection de biométhane = quel impact sur l'extension réseau ?

**CLEEE**

Favorable

**Associations professionnelles**

**ATEE CLUB BIOGAZ**

Ni favorable, ni défavorable

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

### **France Gaz**

Favorable

France Gaz est globalement favorable aux évolutions envisagées par la CRE. La prise en compte dans la régulation incitative de la qualité de service des aspects liés à l'injection de biométhane paraît particulièrement pertinente compte tenu du rôle majeur que cette filière aura à jouer pour la réussite de la transition énergétique.

Le renforcement successif des incitations est pertinent dans la mesure où il n'a pas d'impact excessif sur les coûts associés.

De manière générale, France Gaz rappelle son attachement au principe de symétrie entre bonus et malus dans les dispositifs de régulation incitative.

### **SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

### **Gaz et Territoires**

Défavorable

Gaz et Territoires n'est pas favorable à la mise en place d'une incitation asymétrique sur les indicateurs avec la suppression du bonus, et en particulier celui relatif à la disponibilité du portail fournisseur (cf. notre réponse à la question précédente).

Compte-tenu du déploiement massif du comptage communicant sur la zone de GRDF, et dans un but de réduction du nombre d'indicateurs, Gaz et Territoires s'interroge sur la pertinence de maintenir les indicateurs liés à la relève des compteurs non communicants.

### **UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est favorable aux évolutions envisagées par la CRE.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **SDE22**

Réponse confidentielle

#### **FNCCR**

Réponse confidentielle

### **territoire d'énergie orne**

Favorable



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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**SAS METHAMAINE**

Ni favorable, ni défavorable

**CH4PROCESS**

Favorable

Très bien d'ajouter des critères sur la partie biométhane.

**EDF**

Favorable

EDF y est globalement favorable.

Concernant les interventions terrains, EDF attire l'attention de la CRE sur la réalisation de la prestation de mise hors service à l'initiative du client qui ne se solde pas toujours par une interruption de livraison de gaz à l'issue de l'intervention ou à la fin du délai de « Maintien d'Alimentation Gaz » pour les résidentiels. Cela a pu engendrer des facturations par GRDF de consommations sans fournisseur. Afin de limiter ce risque, EDF souhaite qu'un suivi soit effectué sur les mises hors service à l'initiative client qui n'ont pas donné lieu à des interruptions d'alimentation par GRDF.

**ENGIE**

Favorable

ENGIE est favorable aux préconisations de la CRE sur les thématiques prioritaires.

**ENI**

Oui.

**ANODE**

Oui.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Le développement des gaz renouvelables et bas carbone et les problématiques de raccordement justifient la mise en place et le suivi d'indicateurs spécifiques. Cependant,

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

bien que les critères proposés par la CRE soient jugés pertinents, compte tenu de l'enjeu, TEEGF est en faveur d'une incitation financière pour l'ensemble des indicateurs liés à l'injection du biométhane dans le réseau public de distribution. L'injection de gaz vert constitue le nouvel usage des réseaux, il est important de garantir le développement de la filière.

Par ailleurs, TEEGF partage les conclusions de la CRE et attend une amélioration de la fiabilité des compteurs évolués Gazpar. Bien que des efforts aient été entrepris par GRDF ces dernières années, avec notamment la mise en place d'une task force lors des problèmes récurrents de relève, il est nécessaire de maintenir des objectifs élevés.

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

#### **GRTgaz**

Ni favorable, ni défavorable

GRTgaz ne se prononce pas.

#### **GRDF**

Défavorable

En préambule, GRDF rappelle qu'elle est défavorable à la mise en place d'incitations asymétriques (malus en cas de non-atteinte de l'objectif et absence de bonus en cas de dépassement de l'objectif), comme la CRE le propose pour l'indicateur relatif à la disponibilité du portail fournisseur par exemple. En effet, la régulation incitative ne doit pas être seulement punitive pour l'opérateur.

Le renforcement des incitations, notamment le doublement des bonus/malus pour les indicateurs "devis et interventions" et "relève et facturation", risque d'induire des coûts supplémentaires importants pour l'opérateur alors même que la CRE envisage un fort arbitrage sur les charges nettes d'exploitation de GRDF et que ces sujets ne semblent pas faire l'objet d'attentes supplémentaires particulières de la part des acteurs concernés.

En particulier, la régulation incitative relative au traitement des réclamations proposée par la CRE mettrait GRDF en forte contrainte pour sa mise en œuvre (cf. question 21).

#### **Enedis**

L'appréciation des thématiques prioritaires d'incitation nécessite une investigation profonde et documentée. Une fois les domaines d'incitation identifiés, il convient de choisir les indicateurs adaptés à la mesure recherchée et de définir le niveau d'objectif motivant pour l'opérateur. Enedis ne dispose pas de ces éléments et par conséquent n'a pas d'avis sur les quatre domaines spécifiques identifiés dans cette consultation publique et sur le niveau de renforcement de l'incitation projeté dans l'ATRD 7.

Enedis reconnaît l'intérêt de concentrer la régulation incitative sur des thématiques prioritaires tout en rappelant que celles-ci peuvent relever de domaines qui présentent des marges de progrès mais aussi de domaines pour lesquels le challenge consiste à maintenir la qualité acquise (avec une régulation symétrique). Il est probablement aussi intéressant

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

de ne pas changer radicalement le paradigme de régulation incitative entre deux périodes tarifaires consécutives pour éviter les plans d'action de type « stop and go » qui, sur des métiers de réseau « de temps longs », créeraient beaucoup de confusion et nuiraient fortement à l'efficacité des politiques de l'opérateur (et à l'adhésion active du corps social à ces politiques). Bien entendu, cela est tout à fait compatible avec la prise en compte de l'évolution des outils ou des métiers et, dans cet esprit, une régulation sur le comptage évolué est probablement pertinente. Cette dernière doit s'accompagner de dispositions d'incitation forte des clients résiduels à bénéficier de ces comptages évolués.

**Autres acteurs**

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

**Jérôme BTP**

Favorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

En effet, les priorités sont bien identifiées.

Néanmoins, deux points :

-il faut simplifier massivement les indicateurs en créant une règle -un indicateur introduit, un indicateur supprimé-, quitte à s'assurer par échantillonnage du maintien de la performance liée à l'indicateur supprimé.

-il devient urgent d'inciter les indicateurs liés à l'environnement, comme le demande d'ailleurs de façon bienvenue Téréga dans la consultation ATRT8. La démarche RSE doit être alliée à une incitation au regard des enjeux de réchauffement climatique.

**FCE CFDT**

Favorable

La CFDT est favorable

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Ni favorable, ni défavorable

**FNME-CGT**

Oui, la **FNME CGT** est favorable au renforcement des incitations sur les thématiques prioritaires, en particulier celles relatives à l'activité d'acheminement qui ont connu une dégradation au cours de la période ATRD6.

**Question 21 : Êtes-vous favorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative du traitement des réclamations ?**

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

**CLCV**

Ni favorable, ni défavorable

**CLEEE**

Favorable

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**France Gaz**

Défavorable

France Gaz est réservé sur ce point en raison de l'impact potentiel en termes de coûts associé aux modifications envisagés par la CRE.

S'agissant du délai de traitement des réclamations, France Gaz est attaché à ce que le cadre de régulation permette un fonctionnement fluide entre fournisseurs et distributeur.

**UPRIGAZ**

Favorable

L'UPRIGAZ ne peut que souscrire aux modifications envisagées par la CRE.

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**Gaz et Territoires**

Ni favorable, ni défavorable

La réduction du délai de réponse aux réclamations des consommateurs (de 30 à 15 jours), souhaitée par la CRE, pourrait constituer une cible à terme, sous réserve que cela ne génère pas de coûts supplémentaires de traitement, ce qui reste à confirmer. De plus, cet indicateur n'étant pas suivi par GRDF avec cet objectif, il ne paraît pas pertinent d'inciter financièrement celui-ci dès la période tarifaire ATRD7.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCCR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Favorable

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

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**SAS METHAMAINE**

Ni favorable, ni défavorable

**ENGIE**

Favorable

ENGIE est favorable aux modifications envisagées, notamment la fin de la distinction entre les réclamations clients et réclamations fournisseurs pour aller vers une unification de l'indicateur de suivi et un renforcement de l'incitation.

ENGIE considère cependant que l'incitation et les moyens accordés à GRDF pour traiter les réclamations multiples mériteraient d'être encore renforcés.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Cela nécessiterait au préalable une évolution de l'indicateur actuel de suivi, qui donne une estimation imparfaite du volume de réclamations. Ainsi, les réclamations dont la cause SI est déjà identifiée ne sont pas enregistrées par les fournisseurs.

Autre point notable : une multi réclamation peut être tracée, d'un point de vue opérationnel, sous des natures différentes alors qu'il s'agit de la même demande client d'origine. Il conviendrait de suivre et d'inciter également la redondance des dossiers multi natures.

### **CH4PROCESS**

Ni favorable, ni défavorable

### **EDF**

Favorable

EDF est favorable au délai de traitement unique de 15 jours y compris pour les Instances d'Appel que le fournisseur peut être amené à poser lors d'une réponse insatisfaisante à une réclamation. Une incitation financière du taux de rebond nous semble également être de nature à améliorer la qualité des réponses aux réclamations.

### **ANODE**

Favorable

Nous nous félicitons du résultat des discussions en GTG et remercions la CRE d'avoir entendu les fournisseurs sur ce point.

Pour compléter cet indicateur, nous souhaitons la mise en place d'un indicateur équivalent au « Taux de réclamations multiples » pour les fournisseurs et qu'il soit intégré dans un indicateur commun global. Cela permettra :

- de suivre les typologies de réclamation ;
- de suivre le taux de réitération par typologie de réclamations ;
- de suivre le temps de traitement effectif incluant la réouverture des réclamations mal traitées afin de suivre le temps de traitement réel.

Nous soutenons l'alignement des niveaux de pénalités portés par GRDF sur ceux d'Enedis.

### **ENI**

Favorable

Nous nous félicitons du résultat des discussions en GTG et remercions la CRE d'avoir entendu les fournisseurs sur ce point.

Pour compléter cet indicateur, nous souhaitons la mise en place d'un indicateur équivalent au « Taux de réclamations multiples » pour les fournisseurs et qu'il soit intégré dans un indicateur commun global. Cela permettra :

- de suivre les typologies de réclamation ;
- de suivre le taux de réitération par typologie de réclamations ;

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

- de suivre le temps de traitement effectif incluant la réouverture des réclamations mal traitées afin de suivre le temps de traitement réel.

Nous soutenons l'alignement des niveaux de pénalités portés par GRDF sur ceux d'Enedis.

### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Favorable

TEEGF est favorable aux modifications envisagées par la CRE.

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

#### **GRTgaz**

Ni favorable, ni défavorable

GRTgaz ne se prononce pas.

#### **GRDF**

Réponse confidentielle

Réponse non confidentielle

Défavorable

GRDF est défavorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative du traitement des réclamations.

En effet, GRDF est opposé à la fusion des indicateurs « Taux de réponses aux réclamations des fournisseurs dans les 15 jours calendaires » et « Taux de réponses aux réclamations des consommateurs dans les 30 jours calendaires » avec un délai de référence unique qui serait fixé à 15 jours pour les consommateurs et pour les fournisseurs. En effet, cela ne serait pas conforme à l'ambition initiale d'une réponse au consommateur sous 30 jours (formalisée dans la procédure réclamations clients <https://concertation.cre.fr/document/open/procedure-de-reclamation-client-pdf>, §3.3), l'objectif de 15 jours pour les fournisseurs étant prévu pour leur permettre de faire eux-mêmes un retour aux consommateurs dans le même délai de 30 jours.

De plus, le délai de 15 jours étendu aux réponses aux réclamations de consommateurs contraindrait fortement GRDF dans son organisation du traitement des réclamations et serait générateur d'importants surcoûts, alors même que ce délai de référence de 15 jours pour les réclamations consommateurs ne figure actuellement pas dans les indicateurs de suivi. Avec l'objectif mensuel (96%) et le niveau d'incitation proposés par la CRE pour ATRD7, cet indicateur à 15 jours aurait généré un malus très important sur la période ATRD6, ce qui est punitif pour l'opérateur. GRDF propose donc d'abaisser l'objectif fixé par la CRE pour la période ATRD7 plus proche du montant constaté sur ATRD6 de réclamations traitées en 15 jours



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

S'agissant du taux de réclamations multiples, GRDF précise que la production de cet indicateur n'est pas industrialisée à ce stade et que des développements SI seront donc nécessaires en cas d'incitation financière. Si un tel indicateur devait être incité financièrement par la CRE, GRDF demanderait une mise en place différée de l'incitation.

En outre, compte tenu de la fin du déploiement Gazpar, GRDF propose de supprimer pour ATRD7 les deux indicateurs de suivi relatifs aux réclamations Gazpar suivants : « Nombre de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées au déploiement des compteurs communicants, par nature » et « Taux de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées au déploiement des compteurs communicants ».

### **Enedis**

#### **Favorable**

Le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires est incité pour Enedis depuis le TURPE 4 pour les réclamations hors qualité de fourniture et, depuis le TURPE 5, pour toutes les réclamations. Enedis reconnaît l'intérêt de fournir une réponse de qualité aux réclamations dans un délai de 15 jours.

S'agissant des réclamations multiples, Enedis partage la nécessité de les éviter par la qualité de réponse apportée à la demande initiale afin d'éviter les rebonds sur réclamation, consommateurs de ressources et générateurs d'insatisfaction client. Enedis précise que la construction de l'indicateur de mesure de ces réclamations multiples doit être faite pour éviter tout biais (qui peuvent être très nombreux en la matière).

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

#### **Défavorable**

#### **Particulier (anonyme)**

#### **Défavorable**

#### **Particulier (anonyme)**

#### **Défavorable**

il ne faut pas mélanger les réclamations clients et fournisseurs

#### **Particulier (anonyme)**

#### **Défavorable**

### **Jérôme BTP**

#### **Ni favorable, ni défavorable**

**Particulier (anonyme)**

Favorable

L'alignement à 15 jours sur l'indicateur relatif au traitement des réclamations pour les consommateurs est saluables dans la mesure où il s'agit de mettre sur un pied d'égalité consommateurs et fournisseurs, fidèle en cela au principe de non-discrimination du Code de bonne conduite de GRDF.

Néanmoins, il faudra tenir compte de l'impact sur les salariés concernés dans le cadre d'une vision globale et pratique.

**FCE CFDT**

Favorable

La CFDT est favorable

**FNME CGT**

Favorable

Oui, la FNME CGT est favorable aux évolutions envisagées par la CRE consistant à fixer un délai de traitement des réclamations indifférencié, renforcer le niveau d'incitation, et inciter financièrement l'indicateur "taux de réclamations multiples" qui a connu une hausse sensible sur la période ATRD6.

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Question 22 : Êtes-vous favorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative du compte d'écart distribution (CED) ?**

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

Ni favorable, ni défavorable

**CLEEE**

Ni favorable, ni défavorable

**Associations professionnelles****CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable

N/A

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**Gaz et Territoires**

Ni favorable, ni défavorable

Gaz et Territoires n'a pas d'avis concernant ces modifications envisagées par la CRE.

**UPRIGAZ**

Favorable

L'UPRIGAZ rejoint la position de la CRE dans la mesure où les gestionnaires de réseau de distribution disposent désormais d'outils performants pour appréhender au mieux les prévisions de consommation. Il est donc logique que la régulation incitative du compte d'écart distribution soit simplifiée et que l'incitation des GRD soit renforcée.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCCR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Ni favorable, ni défavorable

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**SAS METHAMAIN**

Ni favorable, ni défavorable

**ENGIE**

Favorable

ENGIE partage l'objectif de la CRE d'améliorer la prévision d'allocation de GRDF car la volatilité des prix en 2022 a confronté les fournisseurs à des flux de trésorerie et des impacts sur le compte de résultat. Ces impacts ont été à la fois très matériels (avec des impacts pendant la période 2022-23 qui se chiffrent en millions d'euros sur le compte de résultat Fournisseur) et difficilement pilotables. ENGIE s'interroge sur les gains permis à terme sur le CED grâce à l'exploitation des données Gazpar, et encourage la CRE à calibrer au mieux les indicateurs en fonction des marges de manœuvre à la main de GRDF au cours des 4 prochaines années.

ENGIE partage ainsi l'avis de la CRE s'agissant du maintien de l'indicateur « Amplitude des CED par fréquence de relève et par fournisseur » en l'état.

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE s'agissant de la substitution à l'indicateur « Amplitude des CED (maille GRDF) » d'un indicateur portant sur le volume de CED, qui apparaît complémentaire à l'indicateur « Amplitude des CED par fréquence de relève et par fournisseur ».

**CH4PROCESS**

Ni favorable, ni défavorable

**EDF**

Favorable

EDF est favorable à ce que GRDF soit incité sur le volume annuel du CED plutôt que sur la somme des amplitudes mensuelles pour l'indicateur global puisque l'indicateur à la maille fournisseur porte déjà sur la somme des amplitudes mensuelles. En revanche, EDF n'a pas d'avis sur la différenciation ou non des fréquences de relève 1M et 6M dans l'indicateur à la maille fournisseur.

**ANODE**

Favorable

**ENI**

Favorable

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Favorable

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

GRDF est défavorable à l'évolution proposée par la CRE concernant l'indicateur « Amplitude des comptes d'écart distribution ». La CRE propose de revoir le mode de calcul de cet indicateur qui serait défini, pour la période ATRD7, comme la valeur absolue de la somme annuelle des CED en énergie. Il s'agit donc d'un indicateur volume total annuel de CED.

De plus, les objectifs fixés par la CRE (de 400 GWh à 300 GWh) pour ATRD7 et les montants des pénalités semblent mal calibrés. En effet, avec une pénalité de 5€/MWh au-dessus de l'objectif de référence (400 GWh dans l'exemple ici), la valeur plancher des incitations (-2,25 M€) aurait été approchée ou atteinte sur plusieurs années, notamment en 2019 et 2022 (CED = 846 GWh et 1 196 GWh respectivement). De 2019 à 2022, la somme des incitations annuelles aurait été de -3,4 M€.

Afin de limiter le caractère punitif du dispositif, GRDF propose donc une augmentation des valeurs cibles de CED à atteindre et/ou une diminution du montant unitaire des pénalités (qui est deux fois plus élevé que le montant unitaire des bonus en cas de dépassement de l'objectif).

GRDF est aussi défavorable au statu quo quant au mode de calcul de l'indicateur « Amplitude des CED par fréquence de relève et par fournisseurs ». En effet, plusieurs facteurs sur lesquels GRDF n'a aucune maîtrise ont tendance à augmenter mécaniquement la valeur de cet indicateur, parmi lesquels : (i) le foisonnement lié aux données 6M disparaissant avec la généralisation des données 1M permise par la fin du déploiement Gazpar et (ii) l'augmentation du nombre de fournisseurs dont la part de marché dépasse 1% sur au moins une des fréquences.

GRDF est néanmoins favorable à la proposition de la CRE consistant à augmenter la valeur cible annuelle de 4,5 TWh pour ATRD6 à 4,85 TWh pour ATRD7.

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)****Défavorable****Particulier (anonyme)****Défavorable****Particulier (anonyme)****Défavorable****Particulier (anonyme)****Défavorable**

**Jérôme BTP**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

L'ajout d'un nouvel indicateur incitatif concernant le volume total de CED est pertinente. L'objectif sera néanmoins à calibrer en estimant la part structurelle du volume « CED » afin d'inciter l'opérateur sur la fraction du volume de CED pour laquelle il a des marges de manœuvres.

Du reste, garder une incitation par fréquence de relève est également nécessaire afin de tenir compte de la diversité des portefeuilles des fournisseurs, quitte à desserrer les objectifs pour tenir compte du plus faible foisonnement d'erreurs d'allocations dû à la migration des 6M vers les 1M.

Dans cette perspective, la piste suivante sera à explorer à condition de bien l'expliquer :

Distinguer la part CED 6M due aux transferts identifiables\* de celle due à des transferts non identifiables\*\*.

\* part du CED 6M qui peut être estimée pour chaque mois calendaire

\*\* part du CED 6M qui représente l'impact des biais aval et du CED non expliqué. Il est connu en mois de relève 6M.

**FCE CFDT**

Ni favorable, ni défavorable

La CFDT est partagée sur le sujet, le sujet doit faire l'objet d'une plus grande concertation.

**FNME CGT**

Favorable

Oui, la FNME CGT est favorable aux modifications envisagées par la CRE visant à inciter l'opérateur à réduire le volume annuel de CED. Le maintien de la distinction entre clients relevés à 6 mois et ceux relevés à un mois (moyennant une adaptation du niveau cible pour tenir compte du recul du nombre de clients 6M) nous paraît, en outre, de nature à permettre une visibilité de la performance par segment de clients.

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Question 23 : Êtes-vous favorable à l'introduction de l'indicateur « Taux de publication des données journalières de consommation » ?**

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

**CLCV**

Ni favorable, ni défavorable

**CLEEE**

Favorable

Nous sommes très favorables à l'introduction de cet indicateur. En effet, les contrats évoluant y compris pour des parcs tertiaires vers des contrats Bloc+Spot, la disponibilité de cette donnée devient de plus en plus nécessaire.

**Associations professionnelles**

**ATEE CLUB BIOGAZ**

Ni favorable, ni défavorable

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable

N/A

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**Gaz et Territoires**

Favorable

Cette évolution nous paraît cohérente.

**UPRIGAZ**

Favorable



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

L'UPRIGAZ y est favorable. Il est logique d'utiliser toutes les fonctionnalités permises par les compteurs Gazpar

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCCR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Favorable

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**SAS NEVEZUS**

Favorable

**SAS METHAMAINE**

Ni favorable, ni défavorable

**ENGIE**

Réponse confidentielle

Réponse non confidentielle

Favorable

ENGIE est favorable à l'introduction de l'indicateur.

La satisfaction client dépend fortement du fait de pouvoir consulter les données journalières et mensuelles sur le portail du fournisseur et non pas sur le portail du GRD

**CH4PROCESS**

Ni favorable, ni défavorable

**EDF**

Favorable

EDF est favorable à cette introduction que l'entreprise appelle de ses vœux depuis 2021.

**ANODE**

Favorable

Oui, mais il faut en parallèle pouvoir évaluer la qualité des données transmises, la CRE devrait introduire un code « TJCD corrigé » et introduire un seuil à partir duquel une pénalité se déclenche. Exemple : si le taux « TJDC corrigé » est supérieur à 5% alors la pénalité est enclenchée.

**ENI**

Favorable

Oui, mais il faut en parallèle pouvoir évaluer la qualité des données transmises, la CRE devrait introduire un code « TJCD corrigé » et introduire un seuil à partir duquel une pénalité se déclenche. Exemple : si le taux « TJDC corrigé » est supérieur à 5% alors la pénalité est enclenchée.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Favorable

TEEGF est favorable à l'introduction de ce nouvel indicateur.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRTgaz**

Ni favorable, ni défavorable

GRTgaz ne se prononce pas.

**GRDF**

Défavorable

Sur le principe, GRDF est favorable à l'introduction de l'indicateur « Taux de publication des données journalières de consommation ». Néanmoins, GRDF propose d'abaisser le niveau de l'objectif fixé par la CRE pour ATRD7 de 99% à 98%, pour les raisons suivantes : (i) l'objectif de 99% est trop ambitieux et pénaliserait fortement GRDF qui a simulé une pénalité de 800 k€ pour l'année 2023, (ii) la CRE écrit qu'elle souhaite remplacer l'indicateur « taux

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

de mise à disposition des données aux clients finals » par l'indicateur « taux de publication des données journalières de consommation » en maintenant l'objectif actuel, soit 98% et non 99%.

Par ailleurs, aucune valeur plancher des incitations n'est indiquée dans la consultation publique ATRD7. Si cet indicateur devait être incité pour ATRD7, il conviendrait d'introduire un plancher des incitations, comme c'est le cas pour la majorité des indicateurs de la qualité de service.

### **Enedis**

Ni favorable, ni défavorable

Enedis souhaite alerter la CRE sur les coûts et les délais nécessaires pour répondre aux demandes croissantes de mise à disposition de données. Il conviendrait de s'interroger sur l'opportunité d'augmenter les exigences en terme de nombre de données, délais de transmission, qualité, via des analyses coûts / bénéfices.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

### **Jérôme BTP**

Défavorable

Je ne vois que peu le lien entre le taux de publication et la régulation des tarifs...

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

Il est en effet essentiel d'avoir une approche pragmatique comme le souligne l'analyse et les évolutions des indicateurs relatifs au projet Gazpar. En effet, ce qui compte n'est pas la

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

mise à disposition des données mais la capacité effective à les publier pour leur exploitation par les acteurs concernés (fournisseurs et consommateurs).

On touche accessoirement un point essentiel, à savoir la capacité du régulateur à s'adapter et à apprendre des éventuels « angles morts » de sa régulation antérieure.

Pour autant, à décharge de GRDF, l'ampleur des efforts nécessaires n'est pas négligeable et la proportion de l'incitation doit se faire dans le cadre d'une analyse coûts engendrés par un durcissement et bénéfices pour les tiers.

### **FCE CFDT**

Ni favorable, ni défavorable

La CFDT se demande s'il y a une plus value sur cet indicateur.

### **FNME CGT**

Favorable

Oui, la FNME CGT est favorable à l'introduction de cet indicateur étant donné l'appétence croissante pour les données journalières et le fait que l'indicateur qu'il remplace ne captait pas la capacité des différents acteurs à accéder effectivement aux données de consommation.

### **AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Question 24 : Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées concernant la qualité de service liée à l'injection de biométhane (suivi des délais de raccordements et incitation des réclamations associées, incitations au délai de remise des études détaillées) ?**

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

#### **CLCV**

Défavorable

déjà

commenté

si l'injection de biométhane induit une extension du réseau, qu'est-il prévu ? d'augmenter le prix ? Est-il prévu une clause stricte de non extension du réseau ?

### **CLEEE**

Ni favorable, ni défavorable

**Associations professionnelles**

**ATEE CLUB BIOGAZ**

Ni favorable, ni défavorable

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**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.

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**Gaz et Territoires**

Favorable

Gaz et Territoires est favorable à l'introduction progressive d'une régulation incitative sur l'injection de biométhane.

Les ELD gazières souhaitent rendre attentive la CRE sur le fait que l'indicateur « Taux de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés » décrit en page 138 de la consultation publique est défini à la maille de chaque zonage et au pas de temps hebdomadaire, ce qui semble générer de très nombreuses valeurs, alors que l'indicateur devrait permettre de suivre une seule valeur.

**UPRIGAZ**

Favorable

Eu égard à l'importance que revêt le verdissement du gaz, l'UPRIGAZ souscrit pleinement aux évolutions envisagées par la CRE visant à améliorer la qualité de service liée à l'injection de biométhane, et en particulier au respect des calendriers de raccordement.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**SDE22**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Favorable

**FNCCR**

**Réponse confidentielle**

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

**GAZFIO SAS**

**Réponse confidentielle**

**SAS PCH**

Favorable

**SAS NEVEZUS**

Favorable

**SAS METHAMAINE**

Favorable

**ENGIE**

Favorable

ENGIE est favorable aux évolutions envisagées, destinées à accélérer les raccordements et à réduire les écrêttements d'énergie renouvelable / bas carbone ou en tout cas en comprendre les motifs pour apporter les flexibilités nécessaires sur le réseau dans une configuration de baisse de consommation.

**CH4PROCESS**

Favorable

Oui pour les éléments cités dans la question

A noter que pour les délais de raccordement, des temps importants peuvent s'ajouter dans le développement et la construction des unités de production biométhane : il convient donc de bien suivre les délais dont GRDF est réellement responsable et pas l'ensemble des temps projets.

Concernant l'indicateur de volume d'écrêtement de la production des gaz vert, c'est un indicateur très compliqué à quantifier car il est quasiment impossible d'estimer quelle aurait été la production en gaz vert en l'absence d'écrêtement. En effet, les unités de méthanisation peuvent répartir une part de l'alimentation en matière pour anticiper les limites de réseau et éviter une production de biogaz non transformée en biométhane. L'annualisation du Cmax et la possibilité du producteur de s'engager sur une production annuelle plutôt que sur un débit moyen mensuel va également conduire à une évolution des pratiques avec un report sur le reste de l'année des potentielles productions perdues par écrêtement.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Une solution serait de comparer par rapport à la capacité/production maximale demandée en raccordement mais ce n'est plus uniquement lié à la question de l'écrêtement.

Sinon, il faudrait utiliser la durée où un producteur est potentiellement écrêté (limité dans sa production). Ici aussi, la mesure reste difficile car il faudrait regarder les périodes où le réseau est proche de sa limite : pour autant il n'est pas certain que la production de gaz vert aurait pu injecter plus sur ces périodes.

Bref, une approche sur le temps avec des potentielles limitations est sans doute moins biaisé qu'un calcul de volume théorique manquant;

### **Producteur (anonyme)**

Favorable

### **EDF**

Favorable

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

- 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.

### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Favorable

TEEGF est favorable aux évolutions envisagées concernant la qualité de service liée à l'injection de biométhane.

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

#### **GRDF**

Défavorable

Concernant l'indicateur « délai de remise des études détaillées », GRDF est en l'état défavorable au mode de calcul proposé par la CRE. En effet, le délai moyen correspondant à cet indicateur sur la période ATRD6 a été de 183 jours et a beaucoup augmenté, depuis l'instauration du droit à l'injection en 2019 d'une part, et la création de nouveaux jalons indispensables à la remise des études détaillées, comme l'établissement de plans de zonage et la consultation des autorités organisatrices de la distribution de gaz naturel concernées, d'autre part.

Si cet indicateur devait désormais être incité financièrement, il serait nécessaire qu'il le soit sur les seuls délais qui incombent à GRDF.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Concernant l'indicateur « volume d'écrêtement de la production de gaz verts », 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.

A ce titre, GRDF n'est en l'état pas favorable à la formule de calcul proposée par la CRE dans la consultation publique, qui s'écarte de celle que GRDF avait proposé :

- Il est nécessaire de n'opérer le calcul que sur les heures de saturation effective où la pression du réseau empêche le producteur d'injecter son gaz,
- Il est nécessaire de prendre en compte les volumes écrêtés lorsque la pression du réseau empêche l'injection même si les consommations permettent d'injecter plus que la Cmax dans la période qui suit la période de saturation,
- Il est nécessaire de revoir la granularité de cet indicateur. En effet, s'agissant d'un indicateur clé de suivi de cette problématique, il n'est pas envisageable de livrer une donnée par semaine et par zonage, ce qui ferait un total de plusieurs dizaines de milliers de données chaque année et occasionnerait des coûts exorbitants pour GRDF.

### **GRTgaz**

#### **Défavorable**

Sur le principe, GRTgaz est 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 bas carbone, comme nous l'avons exprimé dans notre contribution à la Consultation Publique sur les tarifs d'acheminement transport ATRT8.

Toutefois, GRTgaz ne se prononce pas quant à la pertinence d'une incitation financière des indicateurs de qualité de service relatifs au réseau de distribution.

S'agissant de l'indicateur portant sur les délais de réponse, il conviendrait que les délais pris en compte ne dépendent que de l'opérateur / de GRDF.

S'agissant de l'indicateur portant sur le taux de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés et pour ce qui concerne GRTgaz, il est rappelé qu'il convient de limiter les analyses aux zonages en attente de réalisation d'un rebours. GRTgaz précise également que, pour ce qui le concerne, la remontée des données ne peut se faire qu'à un rythme annuel.

### **Enedis**

#### **Favorable**

Concernant les projets d'installation de gaz renouvelables et bas carbone qui sont des domaines en croissance et à enjeu, Enedis partage les évolutions proposées par la CRE visant, d'une part, à inciter financièrement l'indicateur de délais de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet et l'indicateur de nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation et, d'autre part, visant à suivre le respect des délais de raccordement des sites de production et les délais de mise en service des renforcements associés.

Enedis alerte toutefois la CRE sur la nécessité de tenir compte, dans la fixation des objectifs incités financièrement, de la capacité, au regard des ressources, à tenir les délais de réalisation en cas de hausse significative des demandes d'études ou de raccordement.



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

De plus, pour des questions de lisibilité et de pilotage, il est préférable de ne pas multiplier les indicateurs sur un même domaine, et si cela était indispensable, il conviendrait que les indicateurs ne soient pas exprimés dans des unités différentes.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

attention le nombre d'études peut repartir à la hausse si on veut doubler le nombre de postes par an. GRDF ne pourra pas trouver les ressources ad hoc

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

### **SATO**

Favorable

Les projets biométhane sont important pour la filière Gaz afin préparer l'avenir de la filière par le verdissement de cette énergie

### **Jérôme BTP**

Ni favorable, ni défavorable

Complicé de répondre, s'agissant de projets privés, les demandes sont certainement déjà défaillantes.

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

En particulier, l'introduction d'un indicateur suivi sur les volumes d'écêtement bas carbone est utile afin de constituer une base d'analyse effectivement aux besoins effectifs de renforcements, sous réserve que des informations supplémentaires (localisation géographique,...) soient demandées à GRDF. Du reste, ce dernier y est aussi gagnant car il s'agit d'un opérateur responsable qui souhaite maximiser le ration bénéfice/coût pour la collectivité s'agissant des renforcements relatifs au biométhane.

**FCE CFDT**

Favorable

La CFDT est favorable, mais elle tient à demander à la CRE la prise en compte des effectifs nécessaires, le rehaussement de l'objectif pour 2030 va entraîner une forte augmentation des demandes, il faut dans ce cas permettre à GRDF de gréer les effectifs.

**FNME CGT**

Favorable

La FNME CGT est favorable à la prise en compte d'indicateurs relatifs à l'intégration des gaz renouvelables et bas carbone. Nous estimons néanmoins que cette évolution intervient à contretemps puisque la première vague de raccordements est derrière nous et que les opérateurs prévoient un creux de quelques années en la matière.

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

**Question 25 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATRD7 ?**

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

Nous n'avons pas de remarque particulière sinon le souci de garder une trajectoire maîtrisée pour limiter les impacts sur le tarif

**Associations professionnelles****ATEE CLUB BIOGAZ**

L'enjeu de la R et D est crucial pour la jeune filière de production du biométhane injecté dont la première installation de méthanisation en injection en France a vu le jour en 2011.

Depuis ces 12 ans, un grand nombre d'améliorations ont pu émerger et être mises en place dans la filière. Le travail de recherche opérationnelle au service de la filière a été largement porté par GRDF (guide méthodologique, travaux sur le financement, utilisation des externalités positives, valorisation des co-produits, valorisation des déchets, acceptabilité, sécurité ...).

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Les tarifs d'achat intègrent depuis 2020 une dégressivité du tarif basée sur le principe des sauts technologiques qui doivent progressivement optimiser les coûts de production de la filière du biométhane afin de se rapprocher du prix de revient des énergies fossiles.

Le Club Biogaz poursuit ce travail avec de nombreuses entreprises volontaires pour faire progresser les techniques de production. GRDF est un contributeur majeur de ce travail collectif, sa neutralité vis-à-vis de la finalité de ces programmes de recherche et de développement (augmentation de la fiabilité, de la productivité, baisse des coûts de production) donne de la crédibilité à tous les travaux menés.

Dans ce contexte de filière naissante aux ambitions importantes, baisser son implication nuirait directement à toute la filière. L'arbitrage proposé par la CRE ne nous semble pas opportun vis-à-vis de cette nécessité de poursuivre les actions de R et D pour améliorer et développer la performance de la filière.

### **CAPEB**

Pas de remarques

### **France Gaz**

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.

### **AAMF**

**AAMF est opposée à la limitation des investissements en matière de recherche et développement envisagée par la CRE.**

L'AAMF reconnaît GRDF comme un acteur neutre de la filière gaz et un interlocuteur privilégié pour le développement du biométhane agricole. La réalisation d'études d'envergures sur des sujets d'innovation et d'améliorations des pratiques ne serait pas possible sans l'intervention et les moyens engagés par un tel acteur. La monde agricole à lui seul n'aurait pas eu cette capacité d'études sur des sujets divers comme les CIVE et le digestat d'un point de vue agronomique, le bioCO<sub>2</sub>, les émissions fugitives et l'ACV du biométhane d'un point de vue procédé industriel. Les appels à projets sont des moyens concrets de capitalisation de connaissances et de partage d'informations. Des livrables qui permettent aux producteurs de franchir des jalons et faire avancer la filière biogaz toute entière.

### **Gaz et Territoires**

Gaz et Territoires est globalement favorable au cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R et D envisagé par la CRE pour le tarif ATRD7 de GRDF.

Les ELD gazières considèrent qu'il pourrait être intéressant de conserver le guichet « smart grids », quand bien même il n'a pas été utilisé lors de la période tarifaire précédente.

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est favorable au maintien des modalités d'incitation actuelle tout en supprimant le guichet à mi-parcours et le guichet « smart grids » qui n'ont pas été véritablement utilisés.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****Syndicat Intercommunal de l'Electricité et du Gaz de l'Eure (SIEGE 27)**

Le SIEGE ne comprend pas le raisonnement tenu consistant à réduire le budget demandé par GRDF tout en exigeant du concessionnaire de « disposer des ressources nécessaires pour mener une action efficace de R et D et d'innovation dans un contexte d'évolution rapide du secteur de l'énergie » (cf page 48) d'une part et de les mobiliser dans des délais contraints à due concurrence des demandes « prioritaires » de la CRE (cf page 49) d'autre part:

1- Le régime d'exclusion imposé au périmètre d'actions de GRDF (cf page 70) télescope les initiatives locales et nationales en faveur de la stratégie bas carbone.

A titre d'illustration, le projet SOCRATE, porté par les 3 zones industrialo-portuaires UPSIDE, INCASE, SYNERZIP de l'Axe Seine et HAROPA PORTS salué par le Ministre délégué chargé de l'Industrie le 06.05.2023, ne peut faire l'économie d'une collaboration avec les gestionnaires de réseaux gaz dans la recherche de gisement de gaz renouvelable, le développement de la filière Hydrogène et de la mobilité biogaz. En tant qu'Autorité Organisatrice de la distribution de gaz dans le département de l'Eure, le SIEGE est très attaché au succès de cette opération bas carbone et y défend le rôle de GRDF, y compris dans la recherche de solutions innovantes pour les bâtiments industriels ou leurs flottes de véhicules.

2- Concernant un réseau sensible (et donc sujet à des problématiques de sécurité importantes), l'interdépendance entre un contexte d'évolution rapide du secteur de l'énergie et des actions prioritaires encore méconnues suppose réactivité et adaptabilité des opérateurs de distribution peu compatibles avec la logique d'économie de moyens. La régulation incitative proposée, si elle doit subsister, mériterait d'être formalisée au terme de la période tarifaire sur la base d'une évaluation récapitulative plutôt qu'à chaque action identifiée par la CRE, en ce qu'elle n'est pas la seule instance à solliciter le distributeur. A noter que les pénalités mentionnées page 49 excluent de leur champ d'application la qualité de la réalisation des actions demandées, rendant illusoire leur mise en œuvre.

**FDE 62**

**Réponse confidentielle**

**FNCCR**

**Réponse confidentielle**

**territoire d'énergie orne**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

En arbitrant de plus de 50% la demande de budget de R et D de GRDF au motif que les actions de R et D vont au-delà du périmètre stricto sensu de GRDF, le Te61 considère que la CRE met en péril toute une filière d'économie circulaire qui se développe localement.

L'arbitrage proposé par la CRE limite drastiquement les engagements de GRDF en matière de R et D pour la période à venir, et met en péril les partenariats de long-terme conclus avec l'ensemble de son écosystème, qu'il s'agisse d'acteurs publics ou privés, au niveau national ou local.

L'introduction d'un dispositif de régulation incitative assorti de pénalités sur les délais de mise en œuvre des actions de R et D identifiées par la CRE comme « prioritaires », cumulée à l'arbitrage global de 50% envisagé sur le poste R et D, constituerait une « double peine » pour le gestionnaire de réseau.

### **Sigeif**

Le Sigeif alerte sur une réduction trop importante des charges nettes d'exploitation (Questions 25, 26, 34 & 36)

En cohérence avec les investissements de sécurité sur le réseau, nous partageons la nécessité de maîtriser les charges d'exploitation. Toutefois, il est important que le concessionnaire maintienne les compétences de son personnel et sa capacité à intervenir en urgence 24h/24 et 7j/7.

De plus, il me semble important que le tarif donne des marges de manoeuvre à GRDF pour innover et contribuer à la réussite de la transition énergétique. Notre contrat les engage à des actions de sensibilisation à la maîtrise de l'énergie et au développement des gaz renouvelables. Nous sommes en effet convaincus qu'il faut réduire les consommations unitaires et inciter les producteurs de gaz à se développer. Pour ces deux raisons, le tarif ne doit pas contraindre les efforts de communication et de R&D du concessionnaire.

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

#### **GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

#### **SAS PCH**

pas de remarques

#### **ENGIE**

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.

#### **CH4PROCESS**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Notre entreprise CH4PROCESS fait partie des acteurs reconnus de la R et D et de l'innovation sur la filière biogaz/biométhane (agrément CII et CIR, présence au comité consultatif du CTBM, plusieurs trophées aux concours innovation des salons interprofessionnels de la filière Expobiogaz et bio360/BiogazEurope).

Sur le sujet de la R et D au sein de la filière biogaz, nous avons également été :

- partenaire d'un projet R et D GRAINE 2018 : Feleacks (porté par l'INARE de Rennes) (financement ADEME : 2018-2023) ;
- prestataire de l'ATEE CLUB BIOGAZ pour la définition des critères techniques du label QUALIMETHA(r) (financement ADEME, GRT-GRDF : 2018-2019) ;
- prestataire d'un projet R et D de GRDF sur la détection quantification de fuites avec test de l'ensemble des équipements disponibles sur le marché et intervention sur 5 sites lors de deux campagnes à 4 mois d'intervalles (avant/après réparation des fuites) (financement GRDF 2020)
- prestataire de l'ATEE CLUB BIOGAZ pour le renforcement des critères techniques du label QUALIMETHA(r), dit "QUALIMETHA 2" (financement ADEME, GRT-GRDF : 2020-2021) ;
- lauréat de l'appel à projets GRDF "Réduire sa dépendance énergétique" avec la solution DIPNOI BIOGAZ (pour l'ajout d'une cogénération gaz pauvre en complément des épurations biométhane pour produire localement l'électricité nécessaire à la méthanisation et réduire les consommations des compresseurs biogaz via l'utilisation d'une part des recycles process (financement GRDF : 2022-2023)
- prestataires d'études ou de services de plusieurs acteurs intégrateurs tels que AIR LIQUIDE ou GAZFIO pour aider à optimiser les procédés d'épuration biogaz (réduction des pressions de services, changement des types de compresseurs, liquéfaction bioCO2...) (financement par clients, parfois via CIR ou CII : 2018-2023)
- fournisseur et intégrateur du skid de préparation biogaz pour la plateforme SOLIDIA de l'INSA TOULOUSE et TERREGA (financement INSA-Région Occitanie-TERREGA : 2021-2023)
- prestataire de l'ATEE pour la mise à jour du guide professionnel « canalisations de transport de gaz de biomasse non épuré » publié en 2013
- copilote du "GT Emissions fugitives de méthane" avec le CTBM depuis septembre 2023.

En bref, c'est une part importante de notre activité et nous pouvons probablement apporter un éclairage terrain et nos retours d'expériences sur les différents dispositifs. Par ailleurs, une part importante de nos salariés a commencé à travailler dans le biogaz avant 2010 et a donc connu la période où seule la production électrique était possible pour valoriser le biogaz. Plusieurs d'entre nous ont donc vécu l'importante évolution du secteur gazier et les changements de paradigmes et pratiques des gestionnaires de réseau. Nous n'avons toutefois pas participé directement aux dispositifs smart grids donc notre réponse exclu le dispositif de guichet cité.

Sur la partie 3.5.1 de la consultation, nous partageons l'analyse donnée par la CRE. Concernant le guichet à mi-parcours, il nous semble opportun de le maintenir pour au moins une période avant de considérer son abandon. L'idée d'une sorte de clause de rencontre et d'un point d'étape intermédiaire semble intéressante à conserver, notamment pour gagner en réactivité en cas d'innovation ou besoin majeur. Au pire, l'absence activation de ce guichet ne vient pas pénaliser le reste du dispositif.

Sur la partie 3.5.2. nous avons un avis plus partagé. Clairement, la R et D ne va jamais assez vite et nous trouvons sévère l'avis porté par la CRE sur les délais de mise en œuvre.

Il convient tout d'abord de rappeler à quel point la transformation du système gazier est importante et profonde, en particulier pour des acteurs ayant appris à travailler dans un cadre très réglementé avec une logique de cascade de pression jusqu'au consommateur. L'injection de biométhane, avec les nouvelles contraintes de maîtrises de la pression et de la qualité est déjà un changement énorme et une évolution au final concentrée sur les 5-10 dernières années. Si pour les ingénieurs de la CRE le sujet semble vieux et remonte à plusieurs ATR et projections, sur le terrain les acteurs découvrent encore toutes les implications et modifications du réseau liés aux gaz verts.

Sur la question des délais, la consultation ne cite à aucun moment les différentes crises (sanitaires et matières/énergies) qui ont paralysé plusieurs acteurs pendant des mois. Pour l'avoir vécu directement, nous pouvons témoigner que les sujets R et D ont été très fortement impacté : absence des intervenants ; augmentations des prix des équipements/matières obligeant à revoir les délais ; délais anormalement élevés pour les livraisons obligeant à décaler les travaux et mises en service ; disparition des fonds disponibles car captés par les augmentations de charges sur les dépenses électriques...).

A titre d'exemple, le premier appel d'offres pour la fourniture du skid compression de la plateforme SOLIDIA a du être remis car les budgets prévus n'étaient plus adaptés entre le montage du dossier et la consultation (2020-2021) et la plateforme n'a pas pu démarrer en 2022 comme prévu et a pris plus de 6 mois de retard en grande partie à cause de pièces manquantes pour l'automate de sécurité (démarrage en début 2023!). Bref, la réalité des projets R et D a été très difficile sur les périodes 2020-2023 et il semble injuste de tirer un constat de retard sans a minima rappelé le contexte dans lequel les acteurs ont du travailler.

Pour revenir sur l'aide à l'innovation par les gestionnaires de réseau, nous pouvons témoigner de l'importance de ces derniers pour aider à faire avancer la filière, en particulier au moment où tous les autres acteurs réduisaient leurs budgets et décalaient leurs projets. Dans le marasme de ces dernières années, marquées par une réduction du tarif biométhane et donc une difficulté à se projeter à plus de 1-2ans une fois les projets déjà lancés construits, il était extrêmement difficile de trouver des financements pour des actions de R et D.

Il faut être clair : sans GRDF/GRT, pas de Qualimetha, pas de Contrat de progrès, pas d'avancée sur la détection et quantification des fuites CH<sub>4</sub>, pas ou peu de pilotes sur le bioCO<sub>2</sub>, un développement moins rapide des panneaux solaires pour l'autoconsommation des unités de méthanisation...

Ce sont eux qui ont fait remonter ces sujets et embarquer une part des exploitants dans des essais sur des équipements innovants.

Il ne faut pas voir que les gros projets FLORES ou rebours, l'action des gestionnaires de réseau dans le soutien à la filière et l'animation apportées par les appels à projets successifs, est tout simplement capitale.

En particulier, elle fonctionne car elle se traduit par des aides multiples, sur des échéances courtes, avec pour chaque projet des budgets "faibles" pour le gestionnaire de réseau mais "énormes" pour les acteurs et entrepreneurs de l'innovation (quelques k€ ou dizaines de k€).



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Nous parlons ici de choses simples : l'aide financière pour réaliser des tests et essais, la mise en relation entre des acteurs, la communication sur les lauréats d'appels à projets...

Pour l'innovation, la filière a besoin d'une multitude de petits projets, boostés par des acteurs disposant :

- de fonds ;
- des compétences pour appréhender les enjeux techniques et les réels freins ou innovations des dossiers ;
- de la compréhension de la filière et des besoins immédiats et court termes de cette dernière ;
- d'un lien avec les exploitants/producteurs pour faciliter les mises en place et essais pilotes ;
- d'une liberté d'action pour pouvoir intervenir dans des délais courts.

C'est ce qu'a réussi à mettre en place GRDF au fil des années.

Il est très bien d'identifier des actions prioritaires et de se donner des objectifs de délais, mais mettre en face des incitations et des pénalités cela va clairement fermer la vanne à toutes les autres actions plus petites et non identifiées.

Dire qu'on va définir cela en consultation des acteurs de marché, c'est aussi complexifier une étape qui se fait déjà car GRDF ne lance pas des soutiens sans déjà répondre à une demande de ses partenaires au sein des associations et groupements de professionnels. Dire qu'on va revoir la copie pendant toute la période, sans d'ailleurs déjà donner les intervalles et renvoyer vers les "évolutions législatives et réglementaires", c'est rajouter des pauses, des temps morts : nous travaillons pour certains depuis 15-20 ans dans le biogaz, la réglementation a TOUJOURS évoluée. A quel moment sera décidé la définition des nouvelles priorités? Qui sera inclus dans la démarche? Combien de temps pour fixer le nouveau cap? Et surtout que se passe-t-il sur le terrain et pour les projets pendant l'attente de savoir si le sujet va devenir prioritaire ou non? L'énergie va être dépensée à vouloir devenir prioritaire plutôt que sur les dossiers. Les temps morts vont s'accumuler pour beaucoup et les dossiers priorisés devront aller vite pour rattraper le temps qu'ils ont mis à passer en haut de la pile. Sans parler du risque de miser sur les mauvais dossiers.

Au titre d'aider à l'innovation on va au final limiter les projets. Nous le vivons déjà en voyant les fonds s'orienter vers l'H2 alors qu'il reste encore tant à faire pour le bioCH4 !!

L'ADEME est déjà présente pour porter des dossiers de fonds, des enjeux prioritaires pour l'état.

Les gestionnaires de réseaux et en particulier GRDF apportent aujourd'hui un second niveau de soutien à l'innovation, avec une capacité de réaction très forte et la possibilité d'intervenir sur des dossiers plus petits mais surtout plus nombreux et plus concrets. Car un petit dossier pour GRDF ou la CRE, c'est déjà un gros chantier pour quasiment tous les acteurs.

Les dispositifs d'appels à projets permettent à tous les acteurs de candidater et avec différentes tailles de projet. Les participations à des projets plus ambitieux de filière se construisent directement avec les associations professionnelles qui manqueraient sinon de soutien financier pour traduire les projets de transformation de filière et d'innovation. Les



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

réactions sont rapides et à l'échelle, avec des traductions immédiates pour l'ensemble des acteurs

Ne mélangeons pas les outils et ne cassons pas les dispositifs qui ont déjà mis plusieurs années à se mettre en place et à s'intégrer à l'écosystème. Si une incitation doit être donnée et contrôlée, elle ne doit concerner qu'une petite part du budget ( inf 25%) pour ne pas polluer et ralentir le reste des projets.

### **EDF**

EDF n'a pas de remarque si ce n'est que les dépenses de R et D devraient être circonscrites au domaine de compétence de GRDF et porteuses d'innovation au service de tous.

### **Producteur (anonyme)**

RAS

### **ANODE**

Dans un marché concurrentiel, une entreprise, qui présenterait une hausse aussi importante de ses prix, réduirait de manière drastique ses coûts. Cela, en particulier ceux liés à la R&D pour les projets ne permettant pas de garantir un retour sur investissement à court terme.

GRDF étant l'opérateur en situation de monopole, il est de la responsabilité du régulateur de veiller à l'adaptation de ses activités et de ses coûts au regard de la réduction de nombre d'utilisateurs. Cela justifie donc réduire au strict minimum ce poste pour : (i) le centrer sur le coeur de métier de l'opérateur et (ii) le dédier aux projets ayant une perspective de rentabilité sur une période raisonnable.

### **ENI**

Dans un marché concurrentiel, une entreprise, qui présenterait une hausse aussi importante de ses prix, réduirait de manière drastique ses coûts. Cela, en particulier ceux liés à la R&D pour les projets ne permettant pas de garantir un retour sur investissement à court terme.

GRDF étant l'opérateur en situation de monopole, il est de la responsabilité du régulateur de veiller à l'adaptation de ses activités et de ses coûts au regard de la réduction de nombre d'utilisateurs. Cela justifie donc réduire au strict minimum ce poste pour : (i) le centrer sur le coeur de métier de l'opérateur et (ii) le dédier aux projets ayant une perspective de rentabilité sur une période raisonnable.

### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF partage les remarques de la CRE.

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

#### **GRTgaz**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

GRTgaz n'a pas de remarque concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R et D envisagé par la CRE pour le tarif ATRD7.

### **GRDF**

GRDF est favorable aux dispositifs décrits par la CRE, notamment la production du rapport public R et D biannuel qui permet d'analyser avec un pas de temps plus long les actions engagées par les opérateurs et donne de la visibilité au marché 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.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

la R et D doit être maintenue, seul GRDF est moteur dans le domaine

#### **Particulier (anonyme)**

non

#### **Particulier (anonyme)**

En l'occurrence, vu le dépassement de la trajectoire réalisée par rapport au prévisionnel, la question se pose moins, mais il conviendra de s'assurer (sans procès d'intention) de la réalité de la fongibilité asymétrique afin de fléchier effectivement les dépenses vers des secteurs aux externalités positives de long terme versus dépenses de court-terme mais au bénéfice social plus limité en comparaison.

Du reste, une analyse plus détaillée des dépenses de R et D et I est nécessaire pour confirmer l'accroissement du bénéfice social des dépenses considérées.

### **FCE CFDT**

La CFDT considère le budget R et D, « ridicule », en cette période de transition où il est nécessaire de faire de l'innovation, et où le président de la république a déclaré que ce dernier devait représenter une partie conséquente du PIB.

### **FNME CGT**

L'acceptabilité des nouveaux gaz au niveau de l'ensemble des infrastructures représente un fort enjeu de R&D. Il est de la responsabilité de tous de permettre la pérennisation des sites industriels qui accueilleront demain les gaz décarbonés de demain.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Comme la FNME CGT l'a écrit précédemment, les orientations de R&D sont à nos yeux trop restrictives tant en termes de moyens alloués qu'en termes de thématiques. La FNME CGT estime qu'elles vont à l'encontre d'une maîtrise dans la durée du coût du réseau dans un contexte de baisse des consommations de méthane.

La FNME CGT accueille favorablement l'orientation de la CRE consistant réviser la trajectoire de R&D en cours de période tarifaire mais elle ne comprend pas pourquoi les dépenses de certains opérateurs n'ont pas été couvertes lors de la période ATRD6 : il s'agit là d'une limite de l'incitation asymétrique. Si ces dépenses étaient justifiées, elles auraient dû selon elle être couvertes par le tarif.

Par ailleurs, la FNME CGT constate que le mécanisme prévu n'a pas été suffisant pour inciter certains opérateurs à dépenser les budgets alloués : nous souhaiterions que toute sous-consommation soit justifiée auprès du régulateur pour distinguer les effets des éventuels renoncements.

### **Bio Tank**

Plus de souplesse est nécessaire dans le cadre de ces actions.

### **CEA**

Il est important que le cadre de régulation puisse couvrir les axes de recherche au-delà des missions de sécurisation et d'exploitation des réseaux. Dans le cadre de la transition énergétique, il convient de développer des solutions technologiques novatrices pour produire du gaz vert à partir de biomasse, contribuant ainsi à une énergie plus propre et à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>. En particulier, le CEA recommande que les sujets ci-dessous puissent s'inscrire dans le cadre des missions de GRDF :

- Production de gaz verts par la méthanisation et des technologies alternatives (pyro-gazéification, gazéification hydrothermale...)
- Recherche sur des nouveaux intrants carbonés peu/pas valorisés par ailleurs
- Purification des gaz verts
- Hydrogène (sécurisation, détection, étude de la fragilisation des matériaux, gestion du risque)
- Détection des émissions furtives de biométhane
- Détection de capteurs (comptage en molécule, détection de fuite...)

**Question 26 : Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ? Identifiez-vous des actions prioritaires qui pourraient être intégrées au mécanisme ?**

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

### **CLEEE**

**Favorable**

Dans les idées de réalisations d'action nous souhaiterions alors même que GAZPAR semble être déployé (presque) partout avoir des remontées d'informations au pas journalier pour tous les compteurs, ce qui permettrait notamment dans le cas de multisite d'appréhender plus justement les questions d'engagement de consommation.

**Associations professionnelles****ATEE CLUB BIOGAZ****Défavorable**

Dans le contexte de filière naissante aux ambitions importantes, baisser le budget R et D nuirait directement à toute la filière. Il nous paraît essentiel de poursuivre les actions de R et D pour améliorer et développer la performance de la filière.

**CAPEB****Ni favorable, ni défavorable****France Gaz****Ni favorable, ni défavorable**

N/A

**SYNASAV****Ni favorable, ni défavorable****AAMF****Défavorable****Gaz et Territoires****Ni favorable, ni défavorable**

Gaz et Territoires souhaite que la CRE donne les moyens aux opérateurs sur ces enjeux importants, pour s'inscrire dans les objectifs en matière de sécurité des personnes et des biens, et de transition énergétique.

Gaz et Territoires considère par ailleurs que la régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires n'est pas un mécanisme adapté pour ce qui concerne les travaux de R et D et I. En effet, ceux-ci nécessitent un temps long de maturation, de recherche, de réalisation de projets et de corrections éventuelles par boucles itératives.

Enfin, la régulation doit encourager l'innovation et être à ce titre purement incitative et non punitive.

**UPRIGAZ**

Favorable

Dès lors qu'une action de R&D est considérée comme prioritaire, il est logique que les délais de sa mise en oeuvre fassent l'objet d'une incitation.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**Syndicat Intercommunal de l'Electricité et du Gaz de l'Eure (SIEGE  
27)**

Défavorable

Voir commentaires sous la question 25

**SDE22**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Ni favorable, ni défavorable

voir réponse 25

**FNCRR**

Réponse confidentielle

**Sigeif**

Voir réponse à la question 25

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**SAS NEVEZUS**

Ni favorable, ni défavorable

**ENGIE****Favorable**

ENGIE est favorable sur le principe. ENGIE souligne cependant que la régulation incitative peut être mise en œuvre de façon efficace sur les actions qui sont maîtrisées par l'opérateur. Si ces actions prioritaires sont de nouvelles actions et par conséquent non ou imparfaitement incitées par l'opérateur, alors ENGIE juge plus cohérent que ces actions entrent dans le champ du CRCP.

**CH4PROCESS****Défavorable**

Voir détail dans réponse 25.

Toute régulation incitative doit rester limitée pour ne pas être contre-productive dans le cadre de l'innovation.

Surtout, GRDF doit pouvoir rester cet acteur qui aide les projets, même petits, à se faire et à faire évoluer la filière (notamment via ses dispositifs d'appels à projets et de participations aux projets filières en partenariat avec les associations professionnelles).

Il ne faut pas apporter encore de la complexité sur un domaine qui a besoin d'agilité et justifier cela par des délais trop longs est plus que discutable alors que nous avons traversé plusieurs crises et qu'au contraire GRDF a su soutenir les actions d'innovation lorsque d'autres annulaient les projets. La R et D n'est jamais assez rapide mais elle n'est possible que si tous les acteurs sont soutenus.

**EDF****Défavorable**

EDF n'est pas favorable aux orientations envisagées par la CRE. Par cette proposition, la CRE mettrait en place un mécanisme de pénalisation financière des retards de développement des services qu'elle demande à GRDF de développer et il est nécessaire d'allouer les moyens au gestionnaire de réseau de réaliser ces actions prioritaires.

**Producteur (anonyme)****Ni favorable, ni défavorable**

RAS

**TotalEnergies Electricité et Gaz France****Favorable**

TEEGF est favorable aux orientations envisagées par la CRE et n'a pas de remarque particulière sur les actions prioritaires qui pourraient être intégrées au mécanisme.

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

Ni favorable, ni défavorable

GRTgaz ne se prononce pas.

### **GRDF**

Défavorable

Ce dispositif n'a pas été discuté avec les services de la CRE, et aucun exemple d'action prioritaire n'est défini. A ce titre il est impossible pour GRDF de se prononcer quant à la pertinence de cette nouvelle incitation.

Sur le principe, il semble toutefois délicat de fixer des objectifs sur certaines actions sans permettre d'ajuster les budgets R et D associés et en supprimant le guichet Smart Gas Grid qui aurait pu jouer ce rôle à mi-période.

A ce titre, le niveau d'arbitrage envisagé par la CRE sur la trajectoire de R et D demandée par GRDF (cf. question 34), s'il était maintenu dans la délibération ATRD7, rendrait ce dispositif inopérant en privant le distributeur de tout levier pour atteindre les objectifs fixés par la CRE dans ce cadre.

### **Enedis**

Défavorable

Enedis souhaite rappeler sa position sur ce sujet exprimée lors de la consultation publique sur le TURPE 6.

Enedis, comme tous les opérateurs de réseaux, répond aux différentes recommandations de la CRE ainsi qu'aux exigences réglementaires et législatives qui lui incombent. Elle met en oeuvre ces recommandations dans les meilleurs délais selon un calendrier compatible avec ses contraintes internes et les facteurs externes à prendre en compte : priorités issues de la concertation, disponibilité de certaines technologies, etc.

Si Enedis considère qu'il est louable que la CRE impulse des travaux en faveur de l'innovation, elle n'est pas favorable au dispositif d'incitation envisagé. En effet, au-delà du caractère dissymétrique de ce dispositif qui ne fait courir aux opérateurs que des risques de malus, cette régulation engendrerait une rupture majeure puisqu'elle serait fondée non pas sur l'atteinte de résultats mais sur la mise en oeuvre de concepts, projets et outils potentiellement complexes et dont la définition pourrait être très imparfaite.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

**Défavorable**

favoriser la production de tous les gaz verts, voir l'hydrogène et la capture de CO2

**Particulier (anonyme)**

Ni favorable, ni défavorable

**Jérôme BTP**

Favorable

Travaux de transformation pour intégration de l'hydrogène

**CEA**

Ni favorable, ni défavorable

Le CEA est favorable à une régulation incitative qui a permis dans le cadre précédent de mener des actions prioritaires. Toutefois, il nous semble que les actions prioritaires mentionnées dans les éléments d'orientation pour l'ATRD7 (« sécurité des installations et d'exploitation du réseau ») ne semblent pas couvrir la totalité des actions essentielles et donc qu'il conviendrait de mener. En particulier, il nous semble important que le cadre incitatif permette l'émergence d'une filière complète de biogaz. Il est raisonnable de penser que le biométhane constitue le seul moyen de décarboner certains usages qui ne sont pas électrifiables.

Le CEA recommande donc d'intégrer les actions prioritaires suivantes :

**La modélisation physique des réseaux ou le développement de jumeaux numériques.**

Une problématique particulière s'impose car les modèles de gestion des réseaux s'avèrent inefficaces pour tenir compte d'un nombre croissant de points d'injection et l'intégration de postes de rebours. **La modélisation physique des réseaux ou le développement de jumeaux numériques** de ces réseaux dans le cas de multiple points d'injections s'avère crucial pour envisager un fonctionnement avec 100% de gaz verts.

**Détection de fuite de biométhane** : La sécurisation du réseau doit permettre de détecter une fuite de biométhane, de façon aussi efficace que s'il s'agissait de méthane fossile. Cependant, contrairement à ce dernier, le biométhane ne comporte pas de trace d'éthane qui était la molécule chimique différenciant du méthane fossile origine. De nouveaux capteurs sont développés avec le CEA, permettant de différencier du Biométhane injecté dans le réseau et tout autre source de méthane (gaz de décomposition d'ordures ménagères par exemple). La sensibilité obtenue permettra aussi une plus grande efficacité pour localiser une éventuelle fuite du réseau.

**La production de biométhane** : elle nécessite aussi des intrants pour lesquels on peut s'attendre à ce qu'une compétition des usages s'opère, au fur et à mesure que les sources fossiles diminuent du fait de la transition énergétique. GRDF a donc un rôle essentiel **de faire émerger des nouvelles sources d'intrants** pour garantir un volume de production de gaz répondant aux besoins. Or, les **technologies de transformation de ces nouvelles sources** (liquéfaction hydrothermale, gazéification...), souvent plus pauvre en carbone que



les sources traditionnelles, ne présentent pas une maturité suffisante pour permettre l'injection dans le réseau, ni en volume, ni en coût, sans un effort conséquent de R et D. Il est peu vraisemblable que ces coûts de R et D puissent être supportés par les acteurs actuels (producteurs agricole en majorité), ni même par des industriels du secteur. C'est donc un acteur ayant mission de service publique qui devrait permettre l'émergence de nouvelles sources carbonées et en faire bénéficier l'ensemble de la filière.

Des actions de R et D doivent également porter sur des **prétraitement d'intrants**, en particulier ceux disponibles dans les exploitations agricoles, mais indigestes pour les digesteurs actuels, tel les composés ligno cellulosiques (paille présente dans le fumier). Le but est d'étendre les sources d'intrants et de maîtriser les effets de concurrence entre les différents usages des biomasses. Des recherches sont actuellement menée sur une bactérie dont la particularité est de dégrader et de métaboliser les polysaccharides végétaux, notamment la cellulose, l'hémicellulose et la pectine. Il nous semble important que ce programme de recherche fondamentale puisse s'inscrire dans la durée afin que la bactérie, ou un consortium de bactéries, soit développée et que les souches puissent être améliorées dans la suite grâce à de l'engineering génomique par exemple. L'ensemble de la filière agricole serait gagnant par un élargissement de la famille d'intrants qu'elle pourrait utiliser.

**Purification et qualité du biométhane** : Une des difficultés qu'aura à gérer un filière gaz composé à 100% de biométhane portera sur la variabilité de la composition de ce gaz. Une proportion trop grande d'impureté ou des variations trop importantes, tel l'oxygène, pourraient s'avérer préjudiciable à certains usages industriels. Si des solutions de purification existent actuellement, leurs coûts s'avèrent prohibitifs pour pouvoir en équiper tous les méthaniseurs au point d'injection. GRDF nous semble donc légitime pour favoriser l'émergence des solutions d'épuration « low cost » qui n'existent pas encore et qui bénéficieront à l'ensemble de la filière. Cette problématique concerne l'ensemble des acteurs de la filière gaz, dont les producteurs, qui pourraient de détourner de la filière si les investissements s'avèrent trop élevés financièrement. Si la technologie développée est globale, son implémentation ne pourra se faire qu'à un niveau local, et en cela, GRDF sera en position de fédérer les parties prenantes de la chaîne gazière.

**La détection et l'éradication des fuites diffuses de méthane.** Le développement de la filière biométhane ne pourra être efficiente que si elle-même n'émet pas dans l'atmosphère du méthane, fut-il d'origine biogénique. La détection des émissions fugitives de méthane devra se faire au niveau des méthaniseurs. Le développement de réseaux de capteurs s'avère de ce fait, un axe de recherche prioritaire.

**La préparation de l'introduction de l'hydrogène dans les réseaux.** L'introduction de ce gaz dans le réseau ouvre un champ important de travaux de recherche pour arriver en quelques années à une maîtrise de risque comparable à celle acquise par les acteurs gaziers durant plusieurs décennies avec le méthane. En particulier, un travail de R et D devra être mené dans le domaine de la science des matériaux pour une meilleure compréhension de la **fragilisation des métaux par hydrogène** ou de phénomène de perméation dans les polymères. De **nouveaux capteurs permettant la détection de l'hydrogène** devront aussi être développés car, contrairement aux alcanes, l'hydrogène n'absorbe ni n'émet dans l'infrarouge.

**Particulier (anonyme)****Favorable**

Cela est en effet un gage d'efficacité et d'orientation du monopole vers les besoins de la collectivité. Cette démarche entre dans la correction des défaillances engendrées par un monopole qui n'a pas d'intérêt particulier, sauf menace existentielle, à financer de la R et D et I, sinon à orienter les dépenses allouées vers des gains de court-terme.

S'il ne s'agit pas de pointer du doigt l'opérateur qui du reste est ancré dans un système de performance qui peut le pousser vers ce type de dérive, il convient que le régulateur corrige cette « défaillance de marché » qui peut desservir en réalité l'opérateur à très long-terme.

**FCE CFDT****Défavorable**

voir réponse précédente

**FNME CGT****Favorable**

Oui, la FNME CGT y est favorable. Nous estimons que les thématiques liées à la mise en place d'un réseau dynamique sont prioritaires (si ces sujets n'ont pas déjà été identifiés par la CRE) du fait de l'intégration croissante de productions de gaz verts décentralisées.

Nous souhaitons que la liste des actions prioritaires puisse évoluer en cours de période tarifaire pour intégrer les nouveaux enjeux éventuels.

**Bio Tank****Ni favorable, ni défavorable**

C'est très contraignant et difficile de prévoir un timing sur un marché, une activité aussi changeante. Les actions de promotion/aide de GRDF doivent pouvoir être mises en place, décidées de façon souple et avec réactivité.

**AgroParisTech****Ni favorable, ni défavorable****Particulier (anonyme)****Ni favorable, ni défavorable**

**Question 27 : 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****CLCV**

Non

déjà commenté, le cadre est globalement obsolète

**CLEEE**

Non

Au vu de la trajectoire proposée dans la présente consultation à très court terme, il ne nous semble pas raisonnable de mettre fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation pour une prise en compte directe dans le taux de rémunération. C'est peut-être une idée intéressante à terme si toutefois nous retrouvons une meilleure progressivité des coûts mais inapplicable dans le cadre du présent tarif du fait des montants de hausse actuels.

**Associations professionnelles****CAPEB**

Sans avis

**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'ATRD7.

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.

**SYNASAV**

Sans avis

**Gaz et Territoires**

Sans avis

Gaz et Territoires considère que le passage à une rémunération nominale de la BAR n'apporterait qu'une réponse partielle au risque d'un effet ciseau, dans la mesure où ce

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

changement n'atténuerait que l'impact de celui-ci. Du fait de la modification proposée quant à la prise en compte de l'inflation, les ELD gazières s'interrogent sur les impacts d'effets conjoncturels au cours de la période tarifaire et sur le fait de retrouver au bout du compte le niveau de rémunération attendu.

Comme le souligne la CRE dans la consultation publique, cette évolution est un changement structurel important pouvant induire une hausse tarifaire significative au démarrage. Il faudra donc mesurer l'impact pour l'ensemble des opérateurs concernés, voire envisager une mise en œuvre progressive, afin de ne pas accélérer le phénomène de perte de compétitivité du gaz ou de pertes de clients, et par conséquent l'effet ciseau.

### **UPRIGAZ**

Sans avis

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 majorations brutales des tarifs.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **SDE22**

Réponse confidentielle

#### **territoire d'énergie orne**

Oui

#### **Territoire Energie Mayenne**

Oui

#### **FNCRR**

Réponse confidentielle

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

#### **GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

#### **SAS PCH**

Oui

#### **SAS METHAMAINE**

Sans avis

**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 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'ATRD7 qui introduirait une rupture brutale avec le modèle actuel. Si ce modèle devait *in fine* être modifié afin d'éviter les risques de ciseau tarifaire à moyen terme, ceci devrait être préparé entre la CRE et les opérateurs et ne pourra se faire qu'à partir de l'ATRD8. 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.

**CH4PROCESS****Sans avis**

L'idée est vraiment intéressante et mériterait d'être mise en place mais est-ce le bon moment ?

Une mise en œuvre progressive serait peut être une solution mais complexifierait le suivi comptable.

Après nous ne sommes pas assez compétents sur le sujet pour émettre un avis valable.

**EDF****Oui**

Voir question 29

**TotalEnergies Electricité et Gaz France****Non**

TEEGF partage la préoccupation de la CRE concernant l'enjeu du financement des infrastructures gazières dans un contexte de baisse anticipée des consommations. L'enjeu est d'éviter des hausses futures inacceptables des tarifs. Toutefois, il est essentiel de trouver un juste équilibre afin que la hausse du coût de distribution dans la prochaine génération de tarifs reste acceptable pour le consommateur, assurant ainsi la pérennité du réseau gazier. Pour y parvenir, la modération des dépenses des GR est une priorité.

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

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

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.

Enfin, TEEGF constate que les GRD 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. Toutes ces mesures ayant pour effet de réduire le risque pour l'investisseur, elles devraient logiquement avoir pour effet de venir diminuer le beta du CMPC. Or cette question n'est pas abordée dans la présente consultation. TEEGF souhaiterait donc que le choix du beta soit clairement motivé et explicité aux acteurs de marché et que les garanties apportées aux GRD se retrouvent dans la valeur arrêtée.

### **ANODE**

Non

Si nous comprenons les objectifs poursuivis par ces propositions, nous n'y sommes pas favorables. En effet, elles auront un impact positif important sur le tarif alors même que ce dernier augmentera de manière significative sans ces évolutions.

En tout état de cause, il nous paraît prématuré de mettre en œuvre des évolutions aussi structurantes, qui conduiraient à faire porter aux seuls consommateurs de gaz la politique française en faveur de l'électrification des usages.

### **ENI**

Non

Si nous comprenons les objectifs poursuivis par ces propositions, nous n'y sommes pas favorables. En effet, elles auront un impact positif important sur le tarif alors même que ce dernier augmentera de manière significative sans ces évolutions.

Un tel changement irait à l'encontre du principe de stabilité et de prévisibilité réglementaire. S'il existe une volonté politique de protéger les consommateurs futurs contre des coûts de réseau potentiellement élevés, cette politique ne doit pas être intégralement portée par les consommateurs actuels. Cela entraînerait des subventions croisées temporelles indues entre les usagers du réseau. C'est pourquoi toute augmentation des recettes dans les années à venir – résultant d'évolutions mises en œuvre pour atténuer les hausses futures – devrait être identifiée et quantifiée de manière transparente et les montants devraient être recouverts séparément, via le budget de l'Etat par exemple.

En tout état de cause, il nous paraît prématuré de mettre en œuvre des évolutions aussi structurantes, qui conduiraient à faire porter aux seuls consommateurs de gaz la politique française en faveur de l'électrification des usages.

### **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 considère qu'une mise en œuvre dès l'ATRD7 n'est pas pertinente. 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 induite 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 l'intégralité du périmètre des actifs régulés pour la période tarifaire ATRD7.

Une désindexation de la seule BAR constituée des nouveaux investissements de la période ATRD7 pourrait éventuellement être envisagée à partir de 2024, dans la perspective d'une généralisation ultérieure sur la période ATRD8.

### **Teréga**

Non

La modification de cadre tarifaire, qui consisterait à mettre fin à l'indexation de la BAR et à appliquer un CMPC nominal et non plus un CMPC réel, constitue une modification profonde du modèle économique à la défaveur des opérateurs et Teréga s'y oppose.

Le passage du CMPC réel au CMPC nominal accompagné d'une désindexation de la BAR n'est pas neutre économiquement car le niveau de la BAR constitue un élément fondamental de la valorisation d'un opérateur régulé et conditionne également ses capacités de financement, le niveau de la BAR étant l'un des paramètres clé pour fixer ces capacités. En particulier, la combinaison d'un niveau de CMPC inadéquat et l'absence d'indexation de la BAR implique des risques sérieux sur les ratios mesurés par les agences de notation et utilisés dans les covenants avec une détérioration significative de la capacité financière de l'entreprise.

Par ailleurs, le mécanisme proposé fait porter un risque nouveau aux opérateurs sur l'inflation, le mécanisme ne prévoyant pas la correction de l'inflation réellement constatée, ceci dans un contexte d'inflation élevée. Il convient de souligner que les niveaux d'inflation figurant dans la consultation sont bien en-deçà de l'inflation prévisionnelle attendue dans les prochaines années, induisant également une perte de valeur pour les opérateurs.

Dans une situation d'inflation observée élevée, cette mesure entraînerait mécaniquement une hausse significative du prochain tarif au détriment des utilisateurs des infrastructures. Pour éviter cette situation, plusieurs régulateurs européens ont intégré des mécanismes d'indexation du CMPC autorisé. Ainsi le régulateur aux Pays-Bas a mis en place lors du



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

passage d'un modèle réel à nominal, un mécanisme de recalcul ex post du CMPC autorisé, en fonction des évolutions observées des indices utilisés pour calculer le taux sans risque et le coût de la dette. Dans ce contexte, il apparaît nécessaire de conserver à court terme une stabilité du cadre tarifaire et de prendre le temps nécessaire pour étudier de façon concertée des évolutions futures pour répondre aux risques identifiés liés à la décroissance des usages sur le long terme tout en s'assurant que ces évolutions ne soient pas destructrices de valeur pour les opérateurs.

**Autres acteurs**

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Sans avis

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

faire mieux avec moins met en péril les PME / TPE du territoire. GRDF est un acteur clef des entreprises du territoire et la baisse des dépenses concerne les administrés directement.

**Jérôme BTP**

Sans avis

**Particulier (anonyme)**

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.

**FCE CFDT**



Non

La CFDT considère que ce n'est pas le moment au vu du niveau du CRCP, l'augmentation de la facture doit rester soutenable. La CFDT est donc fortement défavorable à ce principe dans l'état actuel.

### **FNME CGT**

Sans avis

La FNME CGT ne comprend pas la volonté de la CRE de minimiser les coûts de réseau supportés par les futurs utilisateurs (et ainsi éviter le risque d'une spirale haussière des coûts unitaires dans un contexte de baisse des consommations) au travers l'évolution de la répartition dans le temps des charges de capital. Néanmoins, l'ensemble des évolutions envisagées par la CRE se traduirait par une hausse artificielle du revenu autorisé de l'ordre de +10% dans un contexte déjà fortement inflationniste et pourraient constituer une rupture brutale de modèle pour des opérateurs qui n'y étaient pas préparés.

La FNME CGT souhaite donc voir ses mesures appliquées de manière progressive et concertée avec les opérateurs. La piste envisagée par la CRE d'une désindexation sur un périmètre réduit (nouveaux actifs ou certaines catégories d'actifs) nous semble raisonnable malgré la complexité supplémentaire qu'elle implique (puisqu'elle suppose la coexistence de deux BAR et de deux taux de rémunération).

### **AgroParisTech**

Sans avis

### **Particulier (anonyme)**

Non

**Question 28 : 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**

#### **CLCV**

Non

il faut surtout s'interroger sur l'hypothèse (normative) de durée de vie du réseau

### **CLEEE**

Non

Nous ne pouvons hélas au vu des hausses envisagées penser à atténuer les hausses long terme. Il nous faut déjà régler le très court terme où nous avons un apurement de CRCP inédit hérité de la période ATRD6 qui ne nous permet pas d'envisager cette solution.

**Associations professionnelles****ATEE CLUB BIOGAZ**

Sans avis

**CAPEB**

Sans avis

**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.

**SYNASAV**

Sans avis

**Gaz et Territoires**

Non

Le service rendu aux consommateurs par le distributeur reste identique quel que soit le niveau de consommation. Gaz et Territoires 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.

**UPRIGAZ**

Sans avis

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, 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.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**SDE22**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Non

Non, le mécanisme déjà bien complexe engendrera des difficultés de calcul de la BAR.

**FNCRR**

Réponse confidentielle

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Oui

**SAS METHAMAINE**

Sans avis

**ENGIE**

Réponse confidentielle

Réponse non confidentielle

Non

**CH4PROCESS**

Sans avis

Même réponse que pour 27 :

intéressant mais est-ce le bon moment lorsqu'on doit encore rattraper les efforts des dernières crises ?

Mais pas compétent pour vraiment pouvoir donner un avis.

**EDF**

**Oui**

Voir question 29

**ENI****Non**

Non. Voir réponse à la question 27.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France****Non**

En cette période de difficultés économiques pour les consommateurs, TEEGF s'oppose au changement des règles d'amortissement, estimant que cette modification ne serait pas opportune. Cette mesure aboutit à faire supporter par les clients d'aujourd'hui les supposés coûts échoués qui accompagneront le déclin des consommations de gaz naturel.

Par ailleurs l'essentiel des commentaires formulés à la question 27 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'opérateur.

**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 de distribution.

**Teréga****Non**

La proposition relative à l'accélération de l'amortissement des investissements ne constitue pas pour Teréga une évolution opportune du cadre tarifaire. Elle est complexe dans sa mise en oeuvre, source de manque de visibilité sur les revenus futurs avec un coefficient d'accélération susceptible de varier dans le temps et créera des distorsions comptables et fiscales. Il semble donc opportun de conserver à court terme une stabilité du cadre tarifaire et de prendre le temps nécessaire pour étudier de façon concertée des évolutions futures pour répondre aux risques identifiés liés à la décroissance des usages sur le long terme.

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)**

Oui

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

faire mieux avec moins met en péril les PME / TPE du territoire. GRDF est un acteur clef des entreprises du territoire et la baisse des dépenses concerne les administrés directement.

**Jérôme BTP**

Sans avis

**Particulier (anonyme)**

Oui

Il s'agit d'éviter les coûts échoués et de fait une hausse du coût unitaire d'acheminement, les deux étant liés.

**FCE CFDT**

Non

Peut être mais pas pour cette période tarifaire.

**FNME CGT**

Oui

La FNME CGT est favorable au passage en régulation d'un amortissement linéaire à un amortissement accéléré. La mesure proposée permettrait en effet de limiter le risque de hausse du coût unitaire de distribution sur la durée. La révision du facteur d'amortissement à chaque période tarifaire permettrait comme le relève la CRE d'adapter le rythme d'amortissement aux prévisions actualisées de consommation.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Il faut cependant s'assurer que cette évolution, qui pourrait introduire des écarts importants avec la comptabilité, ne présente pas de risques fiscaux pour les opérateurs.

Là encore, une application de la mesure au seul périmètre des nouveaux actifs mis en service serait de nature à éviter des ruptures brutales qui iraient à l'encontre des objectifs tarifaires de prévisibilité et de stabilité du modèle.

**AgroParisTech**

Sans avis

**Particulier (anonyme)**

Non

**Question 29 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la pertinence 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**

**CLCV**

Non

c'est un exemple de manipulation de variable dans un tableur de calcul tarifaire.... on ne peut faire cela sans hypothèse sur la durée de vie de ce réseau et d'objectif d'évolution du patrimoine au regard de la consommation

**CLEEE**

Non

De la même manière que sur les questions précédentes nous nous opposons à cette modification faisant peser à très court terme une charge insupportable sur le consommateur.

**Associations professionnelles**

**ATEE CLUB BIOGAZ**

Sans avis

**CAPEB**

Sans avis

**France Gaz**

Oui

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

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. S'agissant des infrastructures de distribution de GRDF, cette approche a déjà été mise en œuvre dans le cadre de l'ATRD6 et l'on n'identifie pas de marge de manœuvre supplémentaire significative.

### **SYNASAV**

Sans avis

### **Gaz et Territoires**

Oui

Cette mesure pourrait en effet limiter les coûts échoués, et d'ailleurs, la CRE a déjà réduit de 45 à 30 ans la durée d'amortissement des branchements et des CI-CM. 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.

### **UPRIGAZ**

Oui

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 gaziers français.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **SDE22**

Réponse confidentielle

#### **territoire d'énergie orne**

Oui

#### **FNCRR**

Réponse confidentielle

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

**GAZFIO SAS****Réponse confidentielle****SAS PCH**

Oui

**SAS METHAMAINE**

Sans avis

**ENGIE**

Oui

S'agissant des infrastructures de Distribution gaz, il est exact que les situations pertinentes d'application de la réduction de la durée d'amortissement ont déjà fait l'objet d'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 du Distributeur.

**CH4PROCESS**

Sans avis

Même réponse que 27-28

**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.



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

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.

### **ANODE**

Oui

Nous avons la même position que pour la proposition précédente, liée aux modalités d'application de l'inflation.

Par ailleurs, comme l'a indiqué la CRE dans ses analyses préliminaires, les réseaux continueront d'être utilisés dans le futur, notamment pour l'acheminement du biométhane. Il paraît donc difficile de réduire la durée d'amortissement de l'ensemble des actifs.

### **ENI**

Oui

Nous avons la même position que pour la proposition précédente liée aux modalités d'application de l'inflation.

Nous sommes d'accord avec la CRE pour dire que les modifications nécessaires concernant la période d'amortissement des actifs existants ont déjà été mises en oeuvre au fil du temps, mais qu'une période d'amortissement plus courte pourrait être envisagée pour les prochains actifs, au cas par cas. Par ailleurs, comme l'a indiqué la CRE dans ses analyses préliminaires, les réseaux continueront d'être utilisés dans le futur, notamment pour l'acheminement du biométhane. Il paraît donc difficile de réduire la durée d'amortissement de l'ensemble des actifs.

En particulier, nous pensons que l'amortissement devrait être étalé sur une période réaliste et propre à l'actif concerné, en dehors de toute considération commerciale. Par conséquent, nous estimons qu'il est essentiel de justifier techniquement toute modification de la période d'amortissement pour un actif donné, en tenant compte des principes de stabilité et de prévisibilité réglementaire et en évitant toute subvention croisée temporelle.

### **TotalEnergies Electricité et Gaz France**

Oui

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, et qu'elle n'est pas pertinente dans le cas de la majorité des autres actifs gaziers français.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRTgaz**

Sans avis

GRTgaz ne se prononce pas.

**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 sur la période ATRD6 s'agissant de GRDF (branchements et conduites d'immeubles en particulier), et (ii) que la solution n'est pas pertinente pour les autres actifs.

**Teréga**

Oui

Teréga considère que la réduction de la durée d'amortissement de certains actifs ou catégories d'actifs au cas par cas est de nature à répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme et a proposé à ce titre une réduction des durées d'amortissement des nouveaux actifs dans une démarche progressive.

Le choix des durées et la nature des actifs à intégrer devront donner lieu à concertation pour adapter au mieux les durées de vie aux usages futurs des infrastructures.

**Autres acteurs**

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

faire mieux avec moins met en péril les PME / TPE du territoire. GRDF est un acteur clef des entreprises du territoire et la baisse des dépenses concerne les administrés directement.

### **Jérôme BTP**

Sans avis

### **Particulier (anonyme)**

Oui

S'il n'y a pas de risque d'obsolescence en dehors des branchements et des CI-CM (cf délibération ATRD6) des actifs de distribution, toute action conduisant à accroître la pression à la hausse des tarifs et non nécessaire est donc à éviter.

Néanmoins, il faudrait naturellement réévaluer la pertinence des perspectives sur le sujet à chaque tarif afin d'anticiper le besoin d'une réduction éventuelle de la durée d'amortissement régulateur.

### **FCE CFDT**

Non

La CFDT ne partage pas le principe qui est trop protecteur pour le capital, et quand les ouvrages seront amortis, ce dernier demandera une rémunération pour continuer à les exploiter. Dans la transition qui est la notre il est important d'inciter GRDF et son actionnaire à trouver des ressorts de croissance pour la valorisation du réseau. La CFDT incite la CRE à regarder cette démarche et à la soutenir.

### **FNME CGT**

Oui

Pour la FNME CGT, la mesure proposée permettrait en effet de limiter le risque de hausse du coût de distribution dans la durée. Comme le souligne la CRE, afin de ne pas décorrélérer la durée régulatoire et la durée de vie économique des actifs, il nous semble pertinent d'en réserver pour l'instant l'application au strict périmètre des actifs qui ne seraient plus utilisés à long terme. Nous comprenons que ce périmètre resterait marginal à 2050 puisque la majeure partie des infrastructures gazières devrait rester en service au-delà de cet horizon.

### **AgroParisTech**

Sans avis

### **Particulier (anonyme)**

Non

**Question 30 : Considérez-vous souhaitable de mettre en œuvre dès maintenant ces évolutions ?**

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

**CLEEE**

Non

**Associations professionnelles**

**ATEE CLUB BIOGAZ**

Sans avis

**CAPEB**

Sans avis

**France Gaz**

Non

France Gaz considère qu'une mise en œuvre 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 œuvre 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.

**FNSEA**

**La FNSEA est opposée à la limitation des investissements en matière de recherche et développement envisagée par la CRE.**

La filière gaz renouvelables est une filière composée de producteurs de plus ou moins grande taille, et pour un grand nombre agriculteurs qui n'ont pas tous les ressources, ni les capacités de coordination, pour réaliser des études nécessaires à l'optimisation du process

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

de production de gaz renouvelables ou à l'analyse des impacts environnementaux, sociétaux ou économiques de la production. Or les études menées depuis 2018 ont permis d'objectiver les externalités de la méthanisation dans les territoires. Ces études sont indispensables non seulement pour la compétitivité des exploitations mais également pour favoriser l'acceptabilité de ces projets de territoires qui favorisent l'économie circulaire.

GRDF par sa position centrale et neutre de gestionnaire de réseau doit pouvoir continuer à catalyser les ressources nécessaires en termes de recherche et de développement aux côtés des parties prenantes de la filière.

Par ailleurs, si la méthanisation se développe fortement, les technologies de production de gaz renouvelables ne se limitent à la digestion anaérobie d'intrants fermentescibles. Les procédés de pyrogazéification, de gazéification hydrothermale vont demander des adaptations sur les réseaux et s'assurer de la qualité de l'injection par exemple. Les améliorations technologiques permettront également d'accélérer les baisses de coûts de production par la standardisation des procédés.

**Il est donc primordial que le montant des investissements nécessaire au développement des filières de production de gaz renouvelables, qui ne représente d'ailleurs que 0,6 % de son chiffre d'affaires soit maintenu.**

### **France gaz renouvelable**

**La FGR est opposée à la limitation des investissements en matière de recherche et développement envisagée par la CRE.**

La filière gaz renouvelables est une filière composée de producteurs de plus ou moins grande taille, et pour un grand nombre agriculteurs qui n'ont pas tous les ressources, ni les capacités de coordination, pour réaliser des études nécessaires à l'optimisation du process de production de gaz renouvelables ou à l'analyse des impacts environnementaux, sociétaux ou économiques de la production. Or les études menées depuis 2018 ont permis d'objectiver les externalités de la méthanisation dans les territoires. Ces études sont indispensables non seulement pour la compétitivité des exploitations mais également pour favoriser l'acceptabilité de ces projets de territoires qui favorisent l'économie circulaire.

GRDF par sa position centrale et neutre de gestionnaire de réseau doit pouvoir continuer à catalyser les ressources nécessaires en termes de recherche et de développement aux côtés des parties prenantes de la filière.

Par ailleurs, si la méthanisation se développe fortement, les technologies de production de gaz renouvelables ne se limitent à la digestion anaérobie d'intrants fermentescibles. Les procédés de pyrogazéification, de gazéification hydrothermale vont demander des adaptations sur les réseaux et s'assurer de la qualité de l'injection par exemple. Les améliorations technologiques permettront également d'accélérer les baisses de coûts de production par la standardisation des procédés.

**Il est donc primordial que le montant des investissements nécessaire au développement des filières de production de gaz renouvelables, qui ne représente d'ailleurs que 0,6 % de son chiffre d'affaires soit maintenu.**

### **SYNASAV**

Sans avis

**Gaz et Territoires****Sans avis**

Si des évolutions devaient avoir lieu, il conviendrait de tenir compte des contraintes en termes de systèmes d'informations, « marche » tarifaire, etc...

Par ailleurs, dans cette hypothèse, une mise en œuvre progressive de ces évolutions nous paraîtrait indispensable, en limitant par exemple la désindexation de la BAR aux nouveaux actifs et en fixant le coefficient de dégressivité des amortissements de manière à contenir la hausse des CCN à court terme.

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ considère souhaitable de mettre rapidement en œuvre toutes les évolutions qui concourent à limiter la hausse des tarifs de distribution.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCCR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne****Non**

En raison des motifs précédemment évoqués et de certains à venir le Te61 considère qu'il vaut mieux prendre le temps de constater les évolutions à venir afin de répondre au mieux aux sujets à venir.

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

Réponse confidentielle

**SAS PCH****Oui****SAS METHAMAINE****Oui**

**ENGIE****Non**

ENGIE considère que la mise en œuvre des évolutions mentionnées aux questions 27 à 29 ne doit pas être réalisée de façon brutale et doit au contraire être préparée au cours de la période tarifaire à venir avec GRDF pour une application éventuelle post-ATRD7. La stabilité des règles tarifaires est en effet une force de la régulation des infrastructures françaises et doit être préservée.

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 réglementaire, ...), 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.

**CH4PROCESS****Non****EDF****Oui**

EDF considère qu'il est impératif de mettre en œuvre dès maintenant, tout ou partie, les évolutions proposées. En effet, retarder cette mise en œuvre conduira à des ajustements plus forts à l'avenir.

**ANODE**

Non, comme indiqué aux questions précédentes, il nous paraît prématuré d'appliquer ces évolutions dès maintenant.

**ENI**

Non, comme indiqué aux questions précédentes, il nous paraît prématuré d'appliquer ces évolutions dès maintenant.

**TotalEnergies Electricité et Gaz France**

TEEGF n'est pas favorable à la mise en œuvre immédiate des évolutions susceptibles d'entraîner une hausse immédiate des tarifs de distribution. Si des changements devaient être apportés, TEEGF suggère de considérer un mécanisme de lissage afin d'atténuer les effets de marche potentiels.

**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'opérateur et GRTgaz n'est pas favorable à la désindexation de la BAR dès l'ATRD7 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.

**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. Une désindexation de la seule BAR constituée des nouveaux investissements de la période ATRD7 pourrait éventuellement être envisagée à partir de 2024, dans la perspective d'une généralisation ultérieure sur la période ATRD8. GRDF réaffirme également son opposition à la mise en œuvre d'amortissements dégressifs.

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)****Non****Particulier (anonyme)****Non****Particulier (anonyme)****Non****Particulier (anonyme)****Non****Jérôme BTP****Oui****Particulier (anonyme)****Oui**



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

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.

### **FCE CFDT**

Non

N'étant pas favorable à la mise en place nous nous opposons à sa mise en place aujourd'hui comme demain.

### **AgroParisTech**

Sans avis

### **Particulier (anonyme)**

Non

### **FNME-CGT**

Comme indiqué dans les réponses des questions 27 à 29, la FNME CGT souhaite que ces évolutions s'appliquent de manière progressive, sur un périmètre réduit dans un premier temps et en concertation avec les opérateurs. Cette progressivité permettrait d'éviter une hausse trop importante des charges de capital au prochain tarif dans un contexte de hausse des prix et des besoins et permettrait des adaptations aux tarifs suivants en fonction des politiques de planification des infrastructures.

**Question 31 : 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**

#### **CLCV**

a titre subsidiaire : adaptez ce que vous souhaitez dans le tableur excel pour étaler (puisque c'est en gros l'exercice que vous proposez)

#### **CLEEE**

Il nous semble indispensable de prendre en compte **un principe de réalité**, à savoir que **la hausse de participation des utilisateurs consommateurs au tarif n'est pas extensible à l'infini**.

Une conséquence probable des hausses tarifaires concomitantes est qu'au vu de la masse des hausses envisagées sur le gaz, les utilisateurs tertiaires très probablement migreront de manière prématurée vers d'autres modes de chauffage, faisant porter une part plus

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

importante du tarif par des industriels qui auront plus de difficultés à changer d'énergie, pesant directement par là sur leur compétitivité.

Plus que la seule répartition dans le temps il nous semble nécessaire de revoir les sommes globales à la baisse, pour permettre une progressivité acceptable.

### **Associations professionnelles**

#### **CAPEB**

Pas d'autres suggestions

#### **France Gaz**

N/A

### **Gaz et Territoires**

Les ELD gazières considèrent que les outils proposés 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 (péréquation du tarif de la distribution de gaz), voire probablement et à terme 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.

#### **UPRIGAZ**

Non.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **FNCCR**

Réponse confidentielle

#### **territoire d'énergie orne**

Pour répondre aux objectifs gouvernementaux quant au droit à l'énergie durable et à la défossilisation entraînant la création de nouveaux modes de production alternatifs d'énergie et de nouvelles mesures d'efficacité énergétique, le gaz connaît une tendance de déconsommation.

Conjugué à d'autres éléments, cette tendance rend à nos yeux impossible une hausse du coût unitaire d'acheminement.

Elle aura simplement pour effet de rendre le gaz moins attractif qu'il a pu être.

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

#### **GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

#### **SAS PCH**

aucunes

#### **ENGIE**

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, et la limitation de la facture énergétique annuelle des consommateurs (tenant compte de la baisse des consommations unitaires).

#### **EDF**

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 souhaite 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 conditions de rémunération normale des investissements engagés pour la bonne l'exécution de leur mission.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

(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 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.

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

#### **GRTgaz**

GRTgaz n'a pas d'autres suggestions.

#### **GRDF**

GRDF n'a pas d'autres suggestions.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Si l'on reste à iso-cadre réglementaire, les variables investiguées semblent épuisées.

#### **FCE CFDT**

Les charges de capital diminueront si le réseau conserve un intérêt et c'est le rôle du capital de trouver un intérêt au réseau et à en porter le risque. Si le capital venait à être compenser nous en attendrions autant pour la couverture du risque social et de l'accompagnement des salariés.

**Question 32 : Êtes-vous favorable aux taux de pertes théorique envisagés par la CRE pour le tarif ATRD7 ?**

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

#### **CLEEE**

Ni favorable, ni défavorable

### **Associations professionnelles**

#### **ATEE CLUB BIOGAZ**

Ni favorable, ni défavorable

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable

N/A

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**Gaz et Territoires**

Favorable

Au vu du faible écart entre la proposition de GRDF et la proposition de la CRE (1 centième de point), Gaz et Territoires n'est pas opposé aux taux de pertes théorique envisagés par la CRE pour le tarif ATRD7 de GRDF.

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est favorable aux niveaux des taux de perte théoriques envisagés par la CRE.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**FNCCR**

Réponse confidentielle

**SDE22**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Favorable

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Défavorable

Il devrait y avoir une décroissance

**SAS METHAMAINE**

Ni favorable, ni défavorable

**ENGIE**

Favorable

ENGIE est favorable à la proposition consistant à retenir le taux de pertes de théorique de l'année 2023 constant sur toute la période ATRD7. Ce taux de pertes de référence de 2023 intégrait les gains générés par les compteurs Gazpar.

**CH4PROCESS**

Ni favorable, ni défavorable

**EDF**

Ni favorable, ni défavorable

EDF n'est pas en mesure de définir le taux de pertes le plus adapté. Toutefois, EDF constate que :

- le taux de pertes moyen lors de l'ATRD5 était de 0,46%.
- à l'achèvement du déploiement de Gazpar, la réduction du taux de pertes était estimée à 0,12% selon une étude technico-économique réalisée par la CRE en 2013.

Le déploiement de Gazpar étant désormais achevé, EDF ne voit pas de raison de retenir un taux de pertes théoriques supérieur à celui constaté à celui de l'ATRD5.

**ANODE**

Oui

**ENI**

Oui

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRTgaz**

Ni favorable, ni défavorable

GRTgaz ne se prononce pas.

**GRDF****Réponse confidentielle****Réponse non confidentielle****Favorable**

GRDF est favorable au taux de pertes théorique proposé par la CRE sur la période ATRD7 dans la mesure où il n'introduit pas de rupture notable par rapport à ATRD6. Compte tenu de la forte baisse des consommations, le maintien d'un taux stable induit déjà mécaniquement une baisse sur les volumes de pertes réelles.

Par ailleurs, GRDF a fait part à la CRE de propositions d'ajustements des prix de référence utilisés pour le calcul du coût théorique des pertes, compte tenu du contexte actuel des marchés et de la difficulté pour l'opérateur à couvrir le risque prix par rapport à la formule CRE en vigueur sur ATRD6.

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)****Favorable****Particulier (anonyme)****Défavorable****Particulier (anonyme)****Défavorable****Particulier (anonyme)****Défavorable****Jérôme BTP****Ni favorable, ni défavorable****Particulier (anonyme)****Ni favorable, ni défavorable**

Au regard de l'écart (0,01% a priori) entre le taux de pertes de 2023 et celui envisagé sur 2024-2027, l'application des gains liés à Gazpar interroge sur leur ampleur effective. Du reste, pour être objectif, la trajectoire ATRD6 tenait compte déjà de gains Gazpar (cf délibération ATRD6).

Il ne s'agit pas de contraindre à l'excès à l'opérateur, mais au regard de l'ampleur de l'investissement concédé pour le programme Gazpar, le consommateur doit en tirer des

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

bénéfices conséquents. Une analyse entre les bénéfices attendus lors de l'étude pré-lancement et ceux estimés à date mérite d'être exposée plus en détail sur ce point, ne serait-ce que pour tirer des leçons pour des investissements futurs, dans une approche constructive.

**FCE CFDT**

Favorable

La CFDT est favorable

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Question 33 : Êtes-vous favorable à la reconduction le cadre de régulation du projet changement de gaz tel que défini sur la période ATRD6 ?**

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

**CLCV**

Défavorable

**CLEEE**

Ni favorable, ni défavorable

**Associations professionnelles**

**ATEE CLUB BIOGAZ**

Ni favorable, ni défavorable

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**habitA+**

Favorable



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Le projet changement de gaz est un **projet stratégique pour la sécurité de nos concitoyens concernés** dans les Hauts-de France et pour les très nombreux Professionnels du Gaz mobilisés pour la mise en œuvre de cette action. Le projet changement de gaz permet l'identification de matériels et d'installations vétustes voire non conformes vis à vis de la réglementation gaz en vigueur. Le recensement chez tous les clients de la zone concernée est une opportunité pour la remise à niveau des installations critiques conduisant à **diminuer les risques techniques, à diminuer les consommations d'énergie** par l'installation d'équipements performants (chaudière THPE / PAC hybride) en remplacement des équipement non conformes au gaz H, et à **générer de l'activité industrielle** (emploi) **et technique** (formation, montée en compétences) pour les Professionnels du Gaz. L'association habitA+ est donc favorable à la reconduction du cadre de régulation du projet changement de gaz tel que défini sur la période ATRD6.

### PG-Professionnel du Gaz

Favorable

Le projet changement de gaz est un **projet à haute valeur ajoutée pour les Professionnels du Gaz mobilisés** dans les Hauts-de-France pour la mise en œuvre de cette action. Le projet changement de gaz permet l'identification de matériels et d'installations vétustes. Le recensement chez tous les clients de la zone concernée est une **opportunité pour générer de l'activité industrielle et technique pour les Professionnels du Gaz**. Le projet permet aussi la **remise à niveau d'installations gaz** conduisant à diminuer les risques techniques et à **diminuer les consommations d'énergie** par l'installation d'équipements performants (chaudière THPE / PAC hybride). L'Association PG est donc favorable à la reconduction du cadre de régulation du projet changement de gaz tel que défini sur la période ATRD6.

### France Gaz

Favorable

France Gaz considère que le cadre de régulation du projet changement de gaz a fait ses preuves et qu'il est pertinent de le reconduire. Il convient de prendre en compte dans son paramétrage l'évolution du coût de remplacement des appareils incompatibles en cohérence avec le décret en cours de publication.

### SYNASAV

Ni favorable, ni défavorable

### Gaz et Territoires

Favorable

Gaz et Territoires n'est pas opposé à la reconduction du cadre de régulation du projet changement de gaz tel que défini sur la période ATRD6.

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ se félicite que GRDF ait respecté ses engagements et a opéré de façon satisfaisante la conversion gaz B gaz H. L'UPRIGAZ est favorable à la reconduction du cadre de régulation incitative des charges relatives au projet « changement de gaz ».

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****FDE 62**

Réponse confidentielle

**FNCCR**

Réponse confidentielle

**SDE22**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Ni favorable, ni défavorable

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

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**SAS METHAMAINE**

Ni favorable, ni défavorable

**ENGIE**

Favorable

Comme la CRE, ENGIE considère que le cadre de régulation a été suffisamment incitatif pour conduire GRDF à maîtriser ses coûts. GRDF a ainsi respecté ses engagements et a opéré de façon satisfaisante la conversion gaz B gaz H. ENGIE est donc favorable à ce stade de maintenir le cadre en vigueur

**CH4PROCESS**

Favorable

**EDF****Favorable**

Au regard du retour d'expérience présenté par la CRE, EDF considère que le cadre de régulation actuel est pertinent et est favorable à sa reconduction.

Le décret 2019-114 prévoit que les aides financières pour le remplacement d'une chaudière à gaz peuvent être utilisées pour acquérir et faire installer une chaudière à gaz performante, un appareil de remplacement fonctionnant à l'énergie renouvelable ou une pompe à chaleur. Il aurait été intéressant de connaître et de publier la répartition des choix technologiques faits par les consommateurs concernés par le remplacement de la chaudière. EDF demande à la CRE un bilan annuel des technologies de remplacement.

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

GRTgaz est favorable à la reconduction du cadre de régulation du projet changement de gaz.

**GRDF****Favorable**

GRDF est favorable à la reconduction du cadre de régulation du projet changement de gaz. GRDF ajoute qu'il sera nécessaire de prendre en compte le décret à paraître incessamment qui modifiera le décret n° 2019-114 relatif au coût de remplacement des appareils incompatibles.

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)****Défavorable****Particulier (anonyme)****Défavorable****Particulier (anonyme)****Favorable****Particulier (anonyme)****Favorable**

**Jérôme BTP**

Favorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

Le cadre de régulation en tant que tel est adapté, s'agissant d'une incitation partielle sur les coûts relativement maîtrisables et naturellement une prise en compte à 100% au CRCP de l'écart notamment entre volumes prévisionnels et réalisés, les premiers étant estimés.

Du reste, le satisfecit ne peut être délivré qu'à l'aune d'une analyse minutieuse des coûts et de la validité de la trajectoire prévisionnelle initiale.

**FCE CFDT**

Favorable

La CFDT est favorable, ne pas oublier que le changement de gaz vient augmenter la facture client sur la période tarifaire.

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Ni favorable, ni défavorable

**FNME-CGT**

La FNME CGT est favorable à la reconduction du cadre de régulation du projet changement de gaz qui a peut-être contribué à la maîtrise des coûts unitaires d'exploitation au cours de la période ATRD6.

**NIVEAU TARIFAIRE**

**Question 34 : Avez-vous des observations concernant les ajustements envisagés par la CRE sur la trajectoire de R&D de GRDF sur la période ATRD7 ?**

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

Nous partageons l'avis de la CRE . Nous pensons également que les utilisateurs de gaz actuels n'ont pas les moyens de porter les budgets R et D relatifs à l'optimisation des

volumes de Biométhane ou la distribution d'hydrogène. Sur ces sujets, d'autres financements doivent être trouvés.

### **Associations professionnelles**

#### **UMGCCP FFB**

Les informations auprès des clients et des installateurs et l'accompagnement de la filière par GRDF sur les actions de R et D consacrées à l'amélioration des systèmes sont essentiels pour maintenir le bon niveau de sécurité des installations gaz. La suppression de ces actions serait extrêmement préjudiciable pour les clients, et tout naturellement pour les ménages modestes, car aucun autre acteur n'est en mesure d'assurer ce rôle.

Nous souhaitons que GRDF accompagne la filière dans l'évolution des produits dont la technicité est croissante en particulier dans le cadre de l'hybridation des systèmes. Le renforcement des exigences environnementales nécessite de trouver des solutions innovantes, acceptables financièrement pour le client final (tant en investissement qu'en exploitation) et compatibles avec les différentes configurations de bâtiments.

Concernant la flexibilité : L'UMGCCP FFB est résolument en faveur d'un mix énergétique équilibré, seule solution pour atteindre les objectifs de décarbonation de la France sans mettre en danger le système électrique français, notamment lors des pointes hivernales. La solution PAC hybrides (PAC couplée avec une chaudière gaz) est à ce titre un outil qui permet une forte décarbonation du chauffage tout en évitant d'accroître les pointes hivernales électriques. L'UMGCCP FFB considère que l'accompagnement de cette solution de flexibilité relève d'une mission d'intérêt général pour protéger le système énergétique français. L'hybridation reste une solution émergente chez les fabricants tout comme sur le terrain et nécessite un effort de R et D pour faire face à l'ensemble des configurations rencontrées dans le neuf et l'existant.

Dans le même objectif de décarbonation et de flexibilité du système énergétique français, nous souhaitons que GRDF maintienne également à haut niveau l'accompagnement en R et D « amont » sur les biogaz qui complèteront la décarbonation des usages du gaz en particulier dans le bâtiment.

#### **CNPG**

En assurant un soutien financier et en mettant à notre disposition des moyens techniques, GRDF nous permet de réaliser des études de sécurité préalablement à la mise en œuvre des produits en développement. Ces études sont indispensables pour répondre à l'évolution des performances énergétiques imposées réglementairement. En effet, les nouvelles technologies envisagées, qui, si elles sont plus vertueuses pour l'environnement, utilisent des procédés qui présentent des risques nouveaux pour les utilisateurs. Ces études permettent par conséquent de rédiger les règles d'installation qui permettent d'atteindre les objectifs fixés réglementairement et d'assurer la sécurité des utilisateurs.

Le CNPG fondé à la demande des pouvoirs publics rédige les guides techniques approuvés par le MTEES pour permettre la mise en œuvre dans un cadre juridique clair des produits innovants. Ces guides techniques reconnus par décision ministérielle, prévus par l'article 5 et listés en annexe 1 de l'arrêté du 23 février 2018 servent de mode de preuve en réponses aux exigences de sécurité réglementaires fixées par les pouvoirs publics.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

La continuité de l'action de soutien au développement de GRDF pour notre activité est donc essentielle tant sur le résidentiel que sur le tertiaire.

Une réduction des moyens accordés à GRDF pour la R et D ferait risquer aux nouvelles technologies plus vertueuses pour l'environnement de ne pas être mise en œuvre par défaut de règles d'installation. Car ailleurs GRDF joue très souvent un rôle de coordonnateur auprès des pouvoirs publics garantissant ainsi le professionnalisme d'une entreprise responsable. GRDF est actuellement un acteur pouvant se permettre de veiller à la bonne régularité des systèmes en matière d'évacuation des produits de combustion. Si GRDF venait à ne plus surveiller ou faire surveiller ces systèmes d'évacuation. Il en résulterait immédiatement un risque certain d'accroissement des intoxications au monoxyde de carbone. A titre d'exemple étant neutre et ne commercialisant aucune solution, GRDF a pu ainsi mettre en œuvre sans délai des groupes de travail au CNPG pour la sécurisation des systèmes 3CEP lorsque la filière gaz avait remonté des dysfonctionnements liés principalement à un défaut de montage du système d'évacuation. Une baisse des moyens accordé à GRDF engendrerait inéluctablement une baisse de vigilance sur les technologies principalement utilisées sur l'aval compteur et un risque bien réel de solutions hasardeuses au moment où les évolutions technologiques n'ont jamais été si nombreuses.

### **ATEE CLUB BIOGAZ**

L'enjeu de la R et D est crucial pour la jeune filière de production du biométhane injecté. La PPE qui se dessine trace une trajectoire de développement du Biométhane qui doit conduire à la multiplication par 4 de la production en 8 ans.

Dans ce contexte d'émergence de nouvelles filières (méthanation, pyrogazeification, gazeification hydrothermale), permettre à GRDF de poursuivre son soutien au développement d'actions de R et D pour ces filières nous paraît essentiel.

### **CAPEB**

La Confédération de l'Artisanat et des Petites Entreprises du Bâtiment (CAPEB) est une organisation patronale représentative de l'ensemble des entreprises du bâtiment. Elle représente toutes ces entreprises devant les instances de concertation et de décision et en particulier devant les Pouvoirs Publics. Son rôle consiste à favoriser le développement économique des entreprises et à promouvoir les artisans du bâtiment comme acteur majeur de la croissance économique nationale. Elle favorise l'expression des professions du bâtiment et répond à leurs problèmes particuliers au travers de huit familles de métiers.

La CAPEB est un réseau structuré et efficace composé :

- De 93 CAPEB départementales en contact direct avec les adhérents pour les informer et les conseiller
- De 12 CAPEB régionales qui assurent la représentation et la défense des entreprises artisanales dans les instances régionales
- D'une Confédération, basée à Paris, qui coordonne les actions syndicales nationales.

La CAPEB considère qu'il est primordial que GRDF puisse conserver un budget R et D qui lui permette de poursuivre les efforts engagés pour relever les nombreux défis majeurs qui

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

se posent et qui relèvent de l'intérêt général. Il nous semble en effet important que les budgets alloués à GRDF sur les domaines essentiels suivants ne soient pas amoindris :

- Les investissements qui concourent à la transition énergétique des bâtiments et à l'atteinte des objectifs fixés par les pouvoirs publics : nous pensons tout particulièrement aux efforts consentis pour le développement du gaz renouvelable et à l'identification de solutions technico-économique innovantes pour la rénovation des bâtiments qui allient respect des exigences réglementaires et soutenabilité financière pour les ménages ;
- Les efforts engagés en termes d'accompagnement de la filière sur le sujet de la sécurité des installations de gaz en aval compteur, aussi bien sur les installations intérieures individuelles que collectives.

La CAPEB s'inquiète de voir réduite la capacité de GRDF à investir et à se mobiliser sur des sujets aussi essentiels.

La baisse des moyens consacrés à maintenir un haut niveau de sécurité des installations de gaz serait pour la CAPEB inacceptable. Quant au soutien au développement du gaz renouvelable et à la recherche de solutions de rénovation innovantes et performantes pour accélérer les efforts de décarbonation des bâtiments, la CAPEB estime qu'aucun autre acteur ne pourrait se substituer à GRDF pour poursuivre les actions engagées.

### habitA+

La R et D conduite par GRDF avec l'ensemble des acteurs de la filière permet d'année en année de réelles avancées en matière de **sécurité des installations gaz, de performance énergétique et environnementale des équipements** (performance intrinsèque / hybridations des systèmes / ruptures technologiques) et à l'adaptation du système gazier **aux gaz de nouvelles générations comme le biométhane**.

**La R et D est donc stratégique** car elle permet d'inscrire la filière gaz dans l'atteinte des objectifs climats européens, elle est génératrice d'emplois et de richesses par le développement de solutions techniques innovantes et améliore le pouvoir d'achat des clients par la maîtrise de l'énergie des nouveaux équipements **tout en décarbonant le bâtiment. GRDF est le seul acteur à réaliser cette action.**

### PG-Professionnel du Gaz

La R et D conduite par GRDF avec l'ensemble des acteurs de la filière permet d'année en année de réelles avancées en matière de **développement de matériels performants** tant sur le plan de l'énergie que sur le plan environnemental et à l'adaptation du système gazier aux gaz de nouvelles génération. Ces actions sont **bénéfiques pour les 15 000 Professionnels du Gaz** en France.

**La R et D est donc stratégique** car elle permet d'inscrire la filière gaz dans l'atteinte des objectifs climats européens, elle est génératrice d'emplois et de richesses par le développement de solutions techniques innovantes et améliore le pouvoir d'achat des clients par la maîtrise de l'énergie des nouveaux équipements **tout en décarbonant le bâtiment. GRDF est le seul acteur à réaliser cette action.**



**COEDIS**

« L'appui apporté par GRDF à l'ensemble de la filière grâce à sa R et D doit être maintenu et doit bénéficier de moyens suffisants.

C'est cette R et D qui cible les progrès en matière de sécurité des installations, de la performance opérationnelle, de la baisse des émissions de CO<sub>2</sub>, du développement de l'hydrogène, et qui aujourd'hui a une importance cruciale dans le développement des gaz verts, de la mobilité propre, du couplage des réseaux par des solutions hybrides pour soulager les effets de pointe et baisser les émissions de CO<sub>2</sub>. Tous sont des domaines sur lesquels GRDF est légitime et a toujours accompagné efficacement la filière au cours des années précédentes. De nombreux objectifs ont été fixés par les pouvoirs publics concernant la transition énergétique, en particulier sur le développement des gaz renouvelables et bas carbone, ainsi que des exigences accrues en matière de sécurité. Et pour cela, la R et D de GRDF doit nous accompagner.

L'ensemble de la filière, ainsi que les fabricants s'appuient sur GRDF et sa R et D pour les validations de certains développements liés à la réglementation, la sécurité, la performance, et le coût des produits et installation. Leur R et D joue également un rôle majeur dans l'accompagnement des starts up dans des développements innovants.

Il nous semble important donc, que GRDF puisse continuer d'épauler aussi efficacement la filière, sur tous ces sujets prioritaires d'actualité.

**COENOVE**

Les fortes ambitions portées par les Pouvoirs Publics en termes de « défossilisation » du pays nécessitent que les acteurs directement concernés poursuivent et amplifient leurs actions en faveur du développement des énergies renouvelables.

Grâce aux action portées par GRDF et l'ensemble de la filière, la décarbonation du gaz est enclenchée ! Le biométhane représente la seule filière de production d'ENR ayant largement dépassé les objectifs de la PPE (Programmation Pluriannuelle de l'Energie) fixés à 6 TWh/an en 2023 et dispose de gisements potentiels permettant d'envisager de basculer 20% du gaz de réseau en gaz renouvelable à 2030.

La résilience du mix énergétique français repose sur la complémentarité des énergies et des infrastructures robustes qui doivent être maintenues et renforcées. L'électricité, énergie difficilement stockable, ne peut à elle seule constituer la solution de décarbonation des usages, notamment dans un pays fortement thermosensible. Aujourd'hui, les Français consomment autant de gaz que d'électricité. Pour autant, avec 230 000 km de réseau et 130 TWh de stockage, la puissance du réseau gaz est 50% supérieure au réseau d'électricité pour faire face aux pics de consommation.

Le verdissement du gaz sera donc un vecteur indispensable à la transition énergétique et il ne faudrait pas stopper cette véritable dynamique territoriale, portée par de nombreux acteurs industriels et agricoles, au risque de mettre en péril la souveraineté énergétique de la France et un modèle d'économie circulaire vertueux pour les territoires.

Pour réussir ce challenge, des investissements conséquents, notamment sur la R et D et l'innovation, seront indispensables avec au premier chef les infrastructures gaz, clés de



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

voute d'une transition énergétique réussie en garantissant la sécurité d'approvisionnement, la flexibilité et le développement rapide du biogaz, énergie locale, stockable et renouvelable.

Au-delà de cette dimension à moyen/long terme visant à décarboner le gaz, les réflexions visant à limiter la pointe électrique saisonnière par un recours au gaz en appui (hybridation des équipements, complémentarité entre les réseaux électrique et gaz tel que l'illustre le projet pilote interflex...) ouvrent là encore un champ important d'innovation et de R et D dans lequel la filière a besoin de l'appui et de l'aiguillon de GRDF pour avancer rapidement.

Toute solution visant ainsi à concourir à la sécurité d'approvisionnement dans une logique de complémentarité des énergies nous paraît à promouvoir.

Enfin, la question de la sécurité doit rester au coeur des préoccupations et nécessite là encore des moyens suffisants pour aller toujours plus loin dans la prévention des accidents, avec l'ensemble des acteurs de la filière. Le rôle central de GRDF et son maillage territorial sont des atouts et il nous paraît absolument nécessaire de conforter cette expertise et les investissements en R et D qui sont si importants dans une période de transition et d'adaptation à de nouveaux paradigmes. Nous sommes également convaincus que le développement des compteurs intelligents est aussi une source d'informations non négligeable et donc d'innovation, notamment sur ces questions de sécurité et d'association du consommateur à la gestion de ses consommations. Ce champ doit donc être exploré en termes d'innovation et de R et D.

En conclusion, au-delà de ses actions directes, GRDF a toujours eu ce rôle central de catalyseur dans la filière, de par l'expertise qu'il porte auprès des acteurs. Au moment même où une transition se matérialise, des gaz fossiles importés vers les gaz verts produits en France, il est essentiel que ce rôle soit maintenu et que les investissements qui ont été réalisés pour faire émerger de nouvelles solutions techniques dans le cadre des nouvelles réglementations (RE2020, décret tertiaire, ...) soient poursuivis tels que :

- l'exploration de nouveaux produits permettant de coupler électricité et gaz (chaudières hybrides,...) afin de tirer le meilleur parti de chaque énergie et de limiter les risques dans la gestion des pointes électriques hivernales,
- la sécurité en amont et aval du compteur,
- la performance opérationnelle,
- et la sobriété des usages.

Il nous paraît donc plus que jamais essentiel que les crédits alloués aux acteurs expérimentés et directement concernés par les sujets soient à la hauteur des enjeux de sécurité, d'approvisionnement et de décarbonation du pays.

### **ATEE CTBM**

Le CTBM de l'ATEE est une structure associative fédérant les acteurs de la recherche publique et privée sur la méthanisation en France. Nous animons cette communauté, notamment au travers des Journées Recherche Innovation qui présentent en deux jours un échantillon des dizaines de projets de recherche actifs sur nos thématiques en France.

GRDF contribue aujourd'hui de façon notable à la recherche fondamentale et appliquée sur la production de gaz renouvelable. Les projets ainsi soutenus permettent de mieux appréhender les impacts qu'elle génère et de monter en compétences, tout en

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

répondant aux interrogations du public et des autorités. Des actions de professionnalisation pilotées par nos soins oeuvrent à l'amélioration des performances par la formation, la valorisation du dioxyde de carbone et la maîtrise des émissions fugitives.

Aujourd'hui, des questions de recherche se posent encore sur la flexibilité de la production de biogaz afin d'exploiter au mieux le potentiel de pilotage de cette énergie renouvelable ou l'optimisation de la gestion des biodéchets, flux dont les volumes augmentent en lien avec l'obligation du tri à la source au 01/01/2024. Nous craignons un coup d'arrêt pour ces activités de recherche à la fois stratégiques et opérationnelles si les financements de GRDF sont réduits car il n'y a aujourd'hui pas d'acteur privé significatif pour prendre le relais de façon aussi ouverte et désintéressée.

### **France Gaz**

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'œuvre 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.

### **SYNASAV**

Le SYNASAV pense qu'il est nécessaire que GRDF dispose de moyens financiers suffisants pour soutenir et accompagner la filière au sens large, notamment sur les aspects autour de la sécurité des installations intérieurs des logements. Il existe aujourd'hui une réelle disparité d'une région à une autre, d'une ville à une autre, d'une rue à une autre, d'un logement à un autre. Nous avons besoin d'un acteur disposant des ressources nécessaires à fin de sécuriser les installations de nos consommateurs que nous visitons chaque année.

Nous pensons nécessaire que des moyens financiers soient alloués pour accompagner l'ensemble de la filière dans l'atteinte des objectifs ambitieux fixés par les pouvoirs publics en matière de transition énergétique. Le bâtiment aura assurément sa part à jouer, il est donc indispensable de penser des équipements plus performant et abordables pour les consommateurs. Si nous souhaitons continuer à entretenir ces équipements, nous nous devons de mettre à disposition des occupants des solutions performantes et économiquement abordables dans un contexte pouvoir d'achat défavorable aux ménages.

### **Gaz et Territoires**

Gaz et Territoires considère que l'ajustement de 49% de la trajectoire de R et D de GRDF sur la période ATRD7 est trop sévère, d'autant plus que les dépenses de la période ATRD6 (années 2020-2022) paraissaient justifiées.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Gaz et Territoires attire l'attention de la CRE sur le fait que la R et D a vocation à permettre aux opérateurs de réseau de proposer à leurs clients finaux d'avoir accès à des solutions autour des gaz verts qui ne se limitent pas qu'au biométhane. Il est naturel que les consommateurs contribuent à ces efforts, réalisés pour leur bénéfice. Il est donc indispensable de poursuivre les travaux sur tous les sujets, y compris ceux liés aux nouvelles filières de production de gaz renouvelables et bas-carbone.

En conséquence, Gaz et Territoires estime que pour répondre à ces enjeux, l'enveloppe budgétaire allouée aux travaux de R et D pour la période ATRD7 ne devrait être inférieure au montant réalisé de la période tarifaire précédente. Elle devrait également cibler davantage les gaz verts, dont notamment l'acheminement de l'hydrogène dans les réseaux, et ne pas se limiter aux projets relatifs au périmètre historique des opérateurs.

### **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, à l'amélioration de la sécurité et en particulier de la cybersécurité, à la sobriété énergétique, une partie des expéditeurs s'interroge sur l'imputation des coûts de R&D sur les tarifs, 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.

Dans ce contexte, l'UPRIGAZ est favorable aux ajustements envisagés par la CRE sur la trajectoire de R&D proposée par GRDF pour l'ATRD7.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **UNION DES SECTEURS D'ENERGIE DU DEPARTEMENT DE L'AISE**

Le Département de l'Aisne avec plus de 20 sites de production biométhane en activité et la présence de 2 rebours à LAON et SOISSONS est un territoire engagé pour le gaz vert et renouvelable dans une Région Hauts de France elle-même en figure de proue des régions françaises pour le biométhane injecté.

L'arbitrage conséquent proposé par la CRE sur les achats et travaux en lien avec les gaz verts est en contradiction avec les attentes de la filière et des pouvoirs publics qui ambitionnent 50 TWh injectés sur les réseaux de gaz à l'horizon 2030 (cf. les dernières déclarations du Gouvernement à ce sujet)

Il est essentiel pour la filière que GRDF, en tant qu'acteur majeur de l'écosystème de l'injection dans les réseaux du biométhane, et demain des gaz renouvelables et bas carbone issus de nouveaux procédés de production, dispose des moyens humains et industriels pour assurer ses missions dans le cadre du droit à l'injection. Ce droit à l'injection est un acquis fort obtenu auprès des pouvoirs publics et un outil intelligent d'aménagement énergétique du territoire (pouvoir accueillir des projets méthanisation dans des zones rurales relativement peu consommatrices en permettant aux producteurs d'écouler la totalité de leur production vers des zones urbaines plus denses et plus consommatrices de gaz)

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Le rôle de GRDF va également au-delà du raccordement des sites et de la maximisation de la capacité d'injection, en accompagnant les porteurs de projet (études, mise en relation, ...), en réalisant des progrès continus sur la qualité du gaz et la compatibilité des différents gaz injectés avec les usages des consommateurs, et en travaillant avec les industriels pour réduire les coûts des matériels nécessaires à la production des gaz verts.

Ce travail de partenariat avec l'ensemble de la filière (acteurs publics, collectivités, entreprise privées...) est un facteur de réussite pour la poursuite de la dynamique de verdissement du gaz et la décarbonation qui est la pierre angulaire de la volonté politique exprimée par l'ensemble des acteurs du secteur de l'énergie.

### **FNCRR**

**Réponse confidentielle**

### **Sigeif**

Voir réponse à la question 25

### **territoire d'énergie orne**

Voir réponses Questions 25

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

#### **GAZFIO SAS**

**Réponse confidentielle**

#### **SAS PCH**

Aucunes

### **CH4PROCESS**

Les ajustements envisagés par la CRE sont extrêmement inquiétants pour la filière biométhane et ils ne sont clairement pas en accord avec les enjeux de transition des gaz fossiles par des gaz verts dans nos réseaux.

En supprimant le soutien de GRDF à la R et D de la filière biométhane, on casse un outil qui a mis plusieurs années à se construire et à intervenir de façon efficace en partenariat avec les multiples acteurs du marché. Il n'est par ailleurs absolument pas considéré quel dispositif viendrait compenser cette suppression. De plus, il n'est considéré aucun impact sur les productions de gaz verts à venir comme si ces millions d'euros n'avaient aucun effet sur la filière !

La CRE semble considérer que le biométhane n'a plus besoin d'innovation ou de soutien alors que plus tôt dans la consultation il est reproché que les sujets n'avancent pas assez vite (partie 3.5).

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

En tant qu'acteur engagé dans de nombreux projets R et D sur les gaz complexes, nous pouvons vous assurer qu'il y a encore énormément de travail et de sujets pour fiabiliser la sécurité des installations et garantir la pérennité des gaz verts.

Quelques exemples en lien avec la sécurité des réseaux et en lien direct avec la notion de gaz verts pour remplacer les gaz fossiles :

- comment gérer les concentrations en O<sub>2</sub> dans le biométhane ?
- comment réduire la quantité de CH<sub>4</sub> perdue lors de l'épuration du biogaz et qui finit dans l'atmosphère plutôt que dans les réseaux ?
- comment éviter au maximum les accidents et casses sur les unités de production ?
- comment limiter les émissions fugitives de CH<sub>4</sub> sur les unités de production et sur les postes d'injection ?
- comment simplifier les technologies d'odorisation pour permettre aux producteurs de soulager l'opérateur de réseau de ces missions (et d'ouvrir le biométhane à des usages locaux en GNV) ?
- comment assurer un lien entre les productions de biogaz et les capacités de réseaux ?
- comment accompagner les producteurs de biogaz dans la production d'énergies électrique ou biométhane en fonction des nécessités et contraintes des réseaux électricité et gaz ?

De façon générale, la filière n'est certes plus si jeune mais elle a encore du chemin pour se professionnaliser et éviter les accidents et incidents pouvant nuire à son image et son statut de gaz vert.

Elle a encore besoin d'innovation et de soutien pour la R et D car il y a encore des technologies à optimiser et à accompagner pour permettre une production à des tarifs de marché.

GRDF a mis plusieurs années à construire des dispositifs efficaces et accessibles à tous les acteurs de filière, avec des effets extrêmement concrets sur la performance et la sécurité des installations : quels autres acteurs avec une mission de service public peuvent assurer ce rôle ? Qui saurait construire un lien équivalent avec l'ensemble des acteurs et notamment avec les producteurs (en particulier agriculteurs), permettant de suivre et comprendre les besoins terrains et petite échelle de la filière ?

Qui pour remplacer GRDF dans ce rôle de locomotive de l'innovation et d'industrialisation ?

Qui pour pouvoir apporter un soutien avec une telle réactivité ?

L'ADEME n'a quasiment plus de ressources et ses quelques accompagnements restants sont encore trop complexes pour tout une partie des acteurs. Ils ont toutefois leurs rôles et restent essentiels pour les projets de R et D en lien avec la recherche académique, ou pour des suivis de performances à large échelle.

En complément de ces projets complexes, GRDF a su s'organiser pour accompagner la R et D technique à court terme et avec une vision plus industrielle et ciblée gaz que porte généralement l'ADEME.

Et cela fonctionne car GRDF n'est pas un acteur concurrent des autres (Engie ou Total Energies ne pourraient pas avoir ce rôle d'accompagnement technique et d'interlocuteur neutre intéressé par le développement des gaz verts car c'est un acteur concurrent pour la plupart des producteurs !). Cela fonctionne aussi car le gestionnaire de réseau a été présent avec le producteur lorsque ce dernier était encore porteur de projet et apprenait à

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

comprendre ce qu'il allait devenir. Il est encore là pendant toute la vie du site, et il doit aussi adapter l'exploitation de son réseau en accord avec la production biométhane.

Pour beaucoup c'est un acteur obligatoire mais surtout référence, qui porte l'image de la maîtrise industrielle du gaz.

Bref, si on enlève GRDF dans ce soutien à la R et D, qui prend le relais ? A moins qu'il ne soit question de ne laisser le choix de la R et D et des soutiens aux innovations pour la filière qu'aux seuls acteurs privés et grands groupes TOTAL ENERGIES, VEOLIA ou ENGIE ? Car les producteurs étant en grande majorité des petits indépendants, ils ne pourront pas (et sûrement pas dans un délai aussi court d'une suppression dès 2024) s'organiser pour animer et soutenir financièrement la R et D de la filière.

Il est noté dans la consultation qu'il ne faudrait pas que l'aide R et D à l'optimisation de la production biométhane vienne aider le développement de filières de production mais c'est oublier que les producteurs paient les investissements et l'entretien des réseaux et des postes d'injection. C'est aussi oublier que sans production de gaz verts optimisée et en quantité suffisante pour remplacer le gaz fossile, autant arrêter d'entretenir le réseau.

Nous ne pouvons pas nous prononcer sur les projets de distribution 100% H2 car ce n'est pas notre marché et de notre fenêtre ce marché potentiel de demain semble déjà avoir le soutien de nombreuses structures financières publiques et privées.

Mais concernant la production de biométhane, il est question d'une filière déjà fragilisée par la baisse des tarifs en 2020 et l'augmentation des coûts d'électricité en 2022. La filière va mettre plusieurs années à se relancer si les nouveaux tarifs 2022-2023 arrivent à convaincre une nouvelle vague de producteurs. Pendant la période passée, GRDF a su maintenir son soutien à l'industrialisation et à l'innovation. Enlever brutalement ce soutien, ce serait un coup porté à la filière à un moment critique de reconstruction.

Enfin, l'expression « l'exclusion de projets paraissant avoir dépassé le stade de la R et D car présentant des niveaux de maturité technologique avancés, permettant leur développement opérationnel dans un environnement réel. », peut paraître condescendante au regard des efforts que beaucoup de producteurs, notamment agriculteurs, doivent encore faire pour s'adapter et comprendre pleinement leur métier. Si certains sujets sont parfaitement maîtrisés dans le pétrole-gaz, ce n'est malheureusement pas encore le cas pour le biométhane.

Nous sommes tous les jours sur les sites de production biogaz et nous pouvons vous assurer que des sujets qui semblent obsolètes pour certains industriels ou producteurs d'énergies ont encore des aspects de science-fiction pour des exploitants agricoles.

Il convient une fois de plus de se rappeler que les unités de production biométhane sont en très grande majorité des unités individuelles agricoles et qu'elles ne disposent pas au sein de leurs équipes de production d'ingénieurs méthodes ou d'ingénieurs process. Ce n'est pas encore comme dans d'autres filières agricoles où des coopératives ont su structurer sur plusieurs décennies les connaissances et les diffuser de façon efficace pour faciliter les performances et la sécurité des productions alimentaires.

L'innovation et la R et D passent aussi par adapter des outils déjà existants à des nouveaux marchés. GRDF apporte ces ponts entre les mondes et aide à faire entrer chez les acteurs du biométhane des technologies nouvelles et innovantes mais aussi des connaissances déjà éprouvées sur d'autres filières. Ré-inventer les technologies et les adapter à au marché biogaz est indispensable si nous voulons avoir du gaz vert dans les réseaux.



La filière a encore besoin de GRDF sur ce domaine : il ne faut pas retirer ce budget « R et D gaz verts » qui est faible à l'échelle de la gestion de réseau mais essentiel à l'évolution d'une filière encore en phase d'industrialisation.

### **ENGIE**

ENGIE juge que la R et D et l'innovation font partie des missions du gestionnaire de réseaux de distribution et ne partage pas la proposition du régulateur de les baisser. Les 4 thématiques de R et D telles que présentées par GRDF font partie intégrante de sa mission et doivent être incluses dans les trajectoires de charges à couvrir :

- Sécurité et performance opérationnelle (4,9 M€ par an en moyenne, 19,7 M€ sur la période): ENGIE est favorable à l'inclusion des charges associées, qui paraît parfaitement légitime et conforme à la mission des opérateurs

- "Smart gas grids" (3,5 M€ par an en moyenne, 13,9 M€ sur la période) : ENGIE est favorable à l'inclusion des charges associées, qui paraît parfaitement légitime et conforme à la mission des opérateurs et nécessaire pour permettre et encourager la maîtrise des consommations

- Domaine aval, sécurité et flexibilité (4,7 M€ par an en moyenne, 18,7 M€ sur la période) : ENGIE est favorable à l'inclusion des charges associées, qui paraît parfaitement légitime et conforme à la mission des opérateurs

- Préparation des réseaux à l'arrivée des gaz verts (7,9 M€ par an en moyenne, 31,7 M€ sur la période) : ENGIE est favorable à l'inclusion des charges de Recherche et Développement associées à l'injection du biométhane, ou du méthane de synthèse qui paraît paraissent utiles et indispensables pour assurer l'essor du méthane renouvelable. Le renforcement de la performance économique et environnementale de la méthanisation demeure une préoccupation importante pour les pouvoirs publics et pour la filière. Les perspectives envisagées, de forte montée en puissance de la filière dans prochaines années, incitent à la poursuite, voir au renforcement, des efforts de recherche et d'innovation dans ce domaine. ENGIE est donc favorable au rôle de GRDF pour la poursuite de son travail sur ces questions au bénéfice de la filière, dans la continuité de ses missions de service public et jugerait prématuré toute diminution ou transfert de ces dépenses de R et D vers d'autres acteurs.

ENGIE plaide par ailleurs 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.

### **SAS NEVEZUS**

Dans un monde en quête constante d'énergies propres et renouvelables, la production de biométhane par la méthanisation s'est révélée être une réponse pertinente à la fois pour la gestion des déchets organiques et pour la production d'énergie verte. Cependant, pour que cette technologie réalise tout son potentiel, et respecte les engagements pour 2030 et 2050, il est impératif d'optimiser la production et d'assurer un fonctionnement stable et efficace des installations. Le soutien de la R et D de GRDF, permet d'accélérer les réflexions de développement des outils. La filière méthanisation est encore jeune, et parfois diffuse dans nos campagnes, les plus petites installations, ne disposent pas toujours de temps ou de compétences suffisantes pour prendre du recul, et engager des réflexions de recherche et développement.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Les travaux de Recherche et développement soutenus par GRDF visent à maintenir le lien entre les différents acteurs, pour surmonter les défis scientifiques et techniques, tout en explorant de nouvelles frontières pour maximiser l'efficacité de la biométhanisation et la production des Gaz Verts. Il est impératif de transformer la manière dont les installations de méthanisation fonctionnent, en rendant la production plus prédictive, pour caler au maximum avec les besoins du réseau Gaz et des clients raccordés, mais aussi pour planifier le fonctionnement des sites de méthanisation, suivant les prévisions d'interventions des agents de GRDF ou de GRT sur les rebours.

Les services de la Recherche et développement de GRDF adresse une communication positive de la filière, avec l'adaptation de la méthanisation aux évolutions technologiques, un des intérêts et de démontrer aux citoyens, la transparence et la pertinence de la technologie de valorisation des déchets et des biomasses en énergies bas carbone, avec trois principaux indicateurs, Traçabilité, Sobriété énergétique et Environnementale.

Le soutien d'un grand acteur national comme GRDF et de ses services de R et D, est un appui nécessaire pour les développements des projets. Il serait regrettable que les actions de la R et d de GRDF ne puissent plus venir soutenir l'innovation en aval des postes. L'accompagnement, avec le suivi pointu et complet de la R et D GRDF aux démarches d'innovation, permet d'accélérer la validation des nouvelles technologies.

### **EDF**

Les dépenses de R et D couvertes par l'ATRD7 doivent se limiter au strict domaine régulé. Ainsi, EDF partage les ajustements envisagés par la CRE à savoir de ne pas inclure des dépenses de R et D des dépenses liées à des projets de développement du bioGNV ou visant à valoriser la complémentarité des énergies dans le bâtiment résidentiel et tertiaire. De même, les dépenses de R et D ne doivent pas venir en soutien de filières de production.

### **Producteur (anonyme)**

RAS

### **ANODE**

Comme indiqué en réponse aux questions précédentes, nous demandons une limitation plus stricte des dépenses de R&D.

### **ENI**

Comme indiqué en réponse aux questions précédentes, nous demandons une limitation plus stricte des dépenses de R&D.

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

#### **GRTgaz**

GRTgaz considère qu'il est important de doter GRDF des moyens de R et D nécessaires à l'optimisation de la production de biométhane dans la mesure où ces recherches favorisent le développement de l'injection de biométhane dans le réseau, au bénéfice des



engagements climatiques de la France, de sa souveraineté énergétique et de la pérennisation de l'utilisation des réseaux de gaz. Il convient de noter qu'il est peu probable qu'une telle activité de R et D soit menée par la filière de production de biométhane dont les acteurs sont atomisés et ne disposent pas de ressources financières suffisantes.

### **GRDF**

La période à venir s'avère cruciale en matière de R et D, afin de répondre aux objectifs fixés par les pouvoirs publics en matière de transition énergétique, et notamment de développement exponentiel des gaz renouvelables et bas carbone, ainsi qu'aux exigences de plus en plus fortes en matière de sécurité y compris des installations intérieures. Afin d'être en capacité d'agir aux côtés de ses parties prenantes, GRDF a demandé une hausse de son budget de R et D à la CRE, tout en le limitant à 0,6% de son chiffre d'affaires annuel, ce qui est très peu par rapport aux pratiques de la grande majorité des entreprises industrielles.

GRDF a ainsi demandé un budget de 21 M€/an de R et D (contre 16 M€/an entre 2020 et 2022), réparti en quatre axes :

- Sécurité et performance opérationnelle,
- Smarts grids,
- Sécurité et sobriété des usages,
- Gaz renouvelables.

Or, la CRE propose un arbitrage de 50% de cette demande, qui porte plus particulièrement :  
- Sur les gaz renouvelables, dont le budget serait réduit de 75%, au motif que le soutien au développement des filières de production de gaz renouvelables « semble dépasser le domaine d'activité régulé » de GRDF.

- Sur la sécurité et la flexibilité des usages (domaine aval compteur), pour lesquelles la proposition de GRDF a été arbitrée des deux tiers. Si cet arbitrage était maintenu dans la délibération de la CRE, il conduirait à réduire de plus de 30% le budget R et D pour la période ATRD7 par rapport à la trajectoire ATRD6 !

GRDF considère donc que cet arbitrage est disproportionné au regard des enjeux évoqués précédemment, et en totale contradiction avec l'affirmation de la CRE selon laquelle « dans un contexte d'évolution rapide du secteur de l'énergie, les gestionnaires de réseaux doivent disposer des ressources nécessaires pour mener une action efficace de recherche et développement (R et D) et d'innovation » (page 48 de la Consultation Publique). Plus particulièrement, GRDF ne partage pas le fait que la R et D devrait être restreinte aux seules activités de réseau. GRDF est une Société Anonyme qui est fondée à mener des travaux de R et D visant la pérennité à moyen et long-terme de ses activités de distribution de gaz.

Et cette pérennité passe nécessairement par le **développement des technologies de gaz renouvelables**. Les activités de R et D menées dans ce domaine sont donc légitimes d'autant que pour atteindre les 50 TWh de gaz renouvelables annoncés par les pouvoirs publics d'ici 2030, une forte accélération de la dynamique est projetée à partir de 2026 : +200 sites/an et +5 TWh/an visés par GRDF en 2027. L'atteinte de ces objectifs nécessitera, en premier lieu, la poursuite des travaux sur la qualité des gaz injectés issus des différentes filières de production – méthanisation, pyrogazéification, gazéification hydrothermale - et

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

sur la qualité des différents intrants s'agissant de la méthanisation, afin de garantir leur compatibilité avec les installations des clients (notamment avec process).

En second lieu, la dynamique de la filière doit être soutenue par l'amélioration de sa performance afin de réduire progressivement les coûts de production des gaz renouvelables et bas carbone.

En troisième lieu, l'étude des externalités de la méthanisation reste cruciale pour son acceptabilité : impacts sur les sols agricoles, impacts sur les eaux, impacts sur la biodiversité.

Les actions de R et D conduites par GRDF sont indispensables pour objectiver les externalités de ces technologies, et notamment identifier les services rendus par la méthanisation et ses potentiels impacts sur l'environnement, afin d'éclairer et d'orienter les pratiques et de maximiser la création de valeur au sein des territoires. Les gains pour la filière sont estimés à 4 fois les coûts engagés par GRDF. C'est donc un effet de levier majeur pour diminuer le coût du soutien à la filière à plus long terme, et permettre ainsi l'émergence de nouveaux projets nécessaires à l'atteinte des ambitions de transition énergétique à l'horizon 2050.

GRDF rappelle à ce titre que son Contrat de Service Public en vigueur signé avec l'Etat vise à « assurer la pérennité des missions de service public [de GRDF] que le législateur lui a confié » et indique aux paragraphes 6.2 et 6.3 que GRDF doit contribuer dans son action R et D au développement des gaz verts par la réduction des coûts de production, la minimisation de leur impact environnemental et l'adaptation des réseaux.

GRDF attire en outre l'attention de la CRE sur le fait que, en lien avec les spécificités de la filière méthanisation, il y a un fort besoin d'avoir un ou plusieurs interlocuteur(s) de référence en mesure de jouer un rôle de pivot et d'animateur.

La filière est en effet fragmentée et constituée d'un nombre important d'interlocuteurs, tous nécessaires à son développement (notamment des agriculteurs, des TPE, des développeurs / constructeurs, des start-ups, des associations de professionnels, des organismes publiques, des fonds d'investissements ou encore des collectivités territoriales).

Dans le domaine de la R et D, le rôle d'animation de la filière et de son écosystème assuré par GRDF a donc été déterminant ces dernières années, et il est encore prématuré de le transférer à un autre acteur industriel de la filière. La filière biométhane notamment est et continuera d'être intrinsèquement liée à son territoire et au monde agricole, lui conférant une dimension locale très forte, nécessitant d'être cordonnée à un niveau supra. Enfin, les sujets d'expertise entourant la filière sont multiples (procédés de production, biologies de sols, agroéconomie, digitalisation, transition énergétique...) et donc la R et D associée est d'autant plus complexe à mettre en place et à appréhender dans son ensemble.

Le transfert de l'activité R et D vers quelques acteurs de la filière dans un scénario d'industrialisation et de centralisation de la filière est plausible à condition qu'un ou plusieurs acteur(s) « organiques » de la filière soi(en)t en mesure de générer un chiffre d'affaires annuel de 150-200 M€ (contre 10-30 M€ par an pour les plus importants de l'écosystème aujourd'hui) et d'allouer de l'ordre de 2% de leur chiffre d'affaires dans des activités de R et D.

Et quand bien même, il existerait un risque important de voir un ensemble de sujets peu ou pas traités dans la perspective où seuls des acteurs industriels prendraient en charge l'activité R et D de la filière, en particulier certains sujets R et D n'ayant que peu d'impacts

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

directs sur le chiffre d'affaires générés ou sur les coûts de la filière, comme l'étude des externalités de la méthanisation, comme mentionné plus haut.

Concernant la **R et D relative au domaine Sécurité et sobriété des usages** que la CRE propose de réduire des deux tiers, GRDF note qu'aucune autre partie prenante ne serait en capacité de se substituer aux actions actuellement menées par GRDF, qu'il s'agisse d'installations intérieures individuelles ou collectives. Or ces actions sont fondamentales pour la sécurité des personnes et des biens, en particulier sur les territoires les plus touchés par la précarité énergétique.

Par ailleurs, cela constituerait un frein majeur au développement de solutions technico-économiques innovantes et compétitives pour répondre aux réglementations thermiques et environnementales des bâtiments, ainsi qu'aux nombreuses contraintes pratiques et économiques rencontrées dans la rénovation.

L'atteinte des objectifs ambitieux que se fixent les pouvoirs publics en matière de transition énergétique et plus particulièrement dans le bâtiment, à construire ou rénover, nécessite de trouver des solutions qui répondent à la réglementation, tout en restant abordables pour les clients dans un contexte de tension sur le pouvoir d'achats des ménages.

Or, la multiplicité des situations et des configurations rencontrées dans le bâtiment exige de garantir une solution technico-économique performante à chacun. GRDF consacre ainsi une partie de son budget de R et D à l'accompagnement des industriels du secteur afin de fédérer les actions de recherche, d'optimiser les coûts de développement et de garantir un haut niveau de sécurité de tous les usages gaz.

Enfin, la R et D sur le domaine aval est un levier majeur pour accélérer la recherche de solutions pour certaines configurations d'habitats qui ne permettent pas de mettre en œuvre une rénovation énergétique performante. Or, le développement de chaudières gaz adaptées (hybrides, ...) à ces différentes configurations, associé au verdissement du gaz, constitue pour ces logements / bâtiments une solution pour accélérer les efforts de sobriété et la décarbonation des usages associés conformément aux engagements pris dans le cadre des Accords de Paris.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

trop faible

#### **Particulier (anonyme)**

non

### **CEA**

Il nous semble que l'émergence des futurs réseaux de distribution de gaz devraient davantage prendre en amont la problématique de production de biométhane et les problématiques associées (purification, modélisation de réseaux avec nombreux points d'injection et variations saisonnière, technologies de production, élargissement des sources d'intrant, détection et gestion de fuite)

**SOLAGRO**

Il nous paraît absolument nécessaire de maintenir un budget R et D plus important sur les gaz verts, comme proposé par GRDF, en particulier pour permettre le déploiement du biométhane. Même si la filière n'est plus au stade d'émergence, les besoins de R et D sont nécessaires pour l'optimiser et l'améliorer. Comme souligné par la CRE le verdissement du mix gazier fait partie des deux grands enjeux du réseau gazier d'ici à 2050 (avec sa réduction forte de la consommation). Il nous paraît donc cohérent que le principal opérateur du réseau de distribution, aux premières lignes de l'intégration du biométhane, puisse contribuer à la R et D sur le sujet. Les financements de la R et D de GRDF présentent l'intérêt d'être en grande partie mis au service de l'ensemble des acteurs de la filière. Les besoins de R et D sont bien sûr sur les aspects techniques, le procédé, mais aussi l'amont et les enjeux agronomiques et écologiques, afin que cette filière, qui présente la spécificité d'être un outil à la fois énergétique et agricole soit déployée dans les conditions les plus bénéfiques pour la société (aspects économiques, agronomiques, environnementaux, sociétaux...).

Au-delà de la production de gaz vert, faciliter son usage dans certains secteurs est aussi une clé de réussite pour la contribution du secteur gazier à la neutralité carbone. La baisse forte de la consommation de gaz à venir, devrait aussi s'accompagner d'une réorientation de la demande vers les secteurs où les alternatives décarbonées sont difficiles, à savoir : la mobilité lourde et longue distance, la chaleur haute température, la production d'électricité de pointe. Une filière qui tend vers la maturité mais qui nécessite encore de l'optimisation et des améliorations sur les briques de production et de valorisation. Ainsi, il nous apparaît indispensable que GRDF puisse travailler en R et D sur l'amont de la filière et les enjeux agronomiques et écologiques ainsi que sur le secteur de la valorisation, particulièrement sur la mobilité (bioGNV), où l'infrastructure de distribution est un paramètre déterminant pour faciliter son usage.

**Particulier (anonyme)**

Si la trajectoire R et D et I est en baisse significative par rapport au réalisé 2022, il s'agit d'apprécier l'efficacité des dépenses, d'autant plus dans le cadre de cette thématique.

Au regard de l'ampleur de la hausse tarifaire, s'il ne faut pas trouver des « économies » sur la R et D et I, cette trajectoire peut être rééquilibrée en trouvant des viviers d'économies dans les CNE, sans pour autant mettre en tension certaines dépenses où les marges de manœuvre sont réduites (en particulier les charges de personnel, s'agissant de potentiels conséquences fâcheuses en cascade dans la vie réelle de certains salariés). J'invite le régulateur à prendre autant que possible un point de vue autrement que technocratique car bien que les intentions soient parfois compréhensibles et louables, leur déclinaison peut être particulièrement réifiante.

Enfin, le périmètre aval compteur est en effet assez litigieux, en ce que les externalités positives peuvent être discutables à certains égards, notamment au regard de la nature même de ces dépenses dont le rattachement à la R et D et I peut parfois surprendre les non avertis. Au regard de la hausse tarifaire annoncée, concéder ce point à l'opérateur serait profondément injustifié et inefficace.

**INRAE**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

- En tant qu'organisme de recherche travaillant sur la durabilité de la méthanisation depuis la production agricole jusqu'au retour au sol des digestats il nous paraît important de maintenir des travaux de recherche dans ce domaine car beaucoup de questions restent à éclaircir tant sur le plan économique qu'environnemental et cela d'autant plus qu'un essor de la filière est encouragé.
- Nous tenons à rappeler que GRDF est explicitement missionnée dans son contrat de service public pour travailler sur ces questions avec des acteurs comme INRAE et qu'une baisse de son potentiel de financement de programmes de recherche serait préjudiciable à l'ensemble de la filière notamment l'amont agricole.
- De plus , GRDF , du fait de son activité en R et D, apparaît comme un catalyseur incontournable entre tous les acteurs de la méthanisation au bénéfice de la société .
- *Comme l'indiquait Philippe Mauguin, Président directeur général d'INRAE: « La collaboration avec GRDF ouvre de belles perspectives pour la production de nouvelles connaissances scientifiques et techniques, leviers indispensables pour accélérer le développement d'une filière énergétique durable, au service de la transition agro-écologique ».*

### **FCE CFDT**

la trajectoire est inférieure à ce qu'elle devrait être. La CRE doit aussi mettre en œuvre les décisions présidentielles d'augmentation du budget R et D et les organismes comme GRDF qui remplissent une mission de service public doivent y participer activement. Dans un monde de révolution « énergétique » il est important que le budget R et D soit fortement augmenté pour trouver de nouvelles utilisations aux réseaux et en abaisser le coût de fonctionnement, améliorer la sécurité.

### **Bio Tank**

Il serait essentiel de conserver les efforts fournis par GRDF dans le cadre d'AAP ou toute autre démarche sans contraintes ne correspondant pas à la réactivité nécessaire dans ce secteur qui évolue aussi rapidement.

### **QUALIGAZ EVONIA**

Les enjeux de la décarbonation des bâtiments conduisent à rechercher des solutions et à coordonner les initiatives au sein d'écosystèmes afin de faire émerger des alternatives adaptées aux multiples configurations techniques et sociales représentées dans le bâtiment.

Dans ce cadre, et au sein de l'écosystème gazier, le rôle de GRDF est essentiel pour faire émerger les initiatives, accompagner le développement de systèmes plus innovants, adapter la réglementation et coordonner leur déploiement. Il permet d'accompagner l'innovation bénéfique à la décarbonation, d'en optimiser les coûts associés et d'en garantir le haut niveau de sécurité.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Il est également à rappeler le rôle essentiel de GRDF, perçu comme un tiers de confiance, dans l'information objective et l'accompagnement des collectivités souhaitant s'engager dans la production de gaz vert.

Si GRDF n'était plus en mesure de remplir son rôle fédérateur de cet écosystème, aucun autre acteur ne serait en capacité de le remplacer. Au-delà du ralentissement des capacités d'innovation de cette filière, il est à craindre que des répercussions puissent se faire ressentir sur l'implication de ces mêmes acteurs dans les domaines opérationnels de la filière, et que cela ne puisse avoir des conséquences sur la sécurité des installations. Enfin, les actions de GRDF centrées sur la sécurité, y compris aval, sont essentielles au maintien en conditions de sécurité des installations existantes. On note particulièrement la réalisation de plusieurs dizaines de milliers de diagnostics d'installations de logements chaque année. C'est d'autant plus vrai dans une période inflationniste qui a vu une baisse importante des remplacements d'appareils et où la maintenance peut s'espacer, ralentissant le déploiement des appareils les plus sécuritaires et limitant la performance environnementale.

De même que sur le développement des solutions innovantes, si GRDF n'était plus en mesure d'accompagner les actions destinées à l'amélioration de la sécurité aval, aucun autre acteur ne serait en capacité de le remplacer.

Un ajustement de -49% du budget R et D de GRDF ne pourrait qu'avoir des conséquences majeures sur la sécurité des installations, y compris aval compteur, et sur le dynamisme d'une filière dont les solutions peuvent contribuer au défi de la transition énergétique.

### **AgroParisTech**

Pour AgroParisTech, le maintien du soutien de GRDF, notamment financier, vis-à-vis des projets de développement d'une production durable de biométhane est indispensable. Cette mission est prévue par son contrat de service public (l'article 6.2), qui stipule que GRDF doit contribuer dans son action R et D au développement des gaz verts, entre autres par la réduction des coûts de production et la minimisation de leur impact environnemental.

La réponse d'AgroParisTech à cette consultation porte spécifiquement sur le biogaz agricole qui fait partie de son champ d'expertise.

### **Méthanisation agricole et transition énergétique et environnementale**

Le monde agricole contribue à la production de 20 % des énergies renouvelables nationales – hors forêt (ADEME, 2018. Agriculture et énergies renouvelables), entre autres par la méthanisation agricole. Un récent sondage réalisé par l'ADEME indique qu'un agriculteur sur deux envisage des projets d'énergies renouvelables sur son exploitation (revue Agronomie, Environnement et Sociétés, volume n°12/numéro 2, décembre 2022). Parce que le soutien au déploiement des énergies renouvelables en France et de sa filière s'inscrit dans les objectifs nationaux de la transition énergétique et environnementale et de la stratégie nationale bas carbone, il est indispensable de poursuivre des activités de recherche et développement. Ces dernières permettent d'agir concrètement et efficacement afin d'améliorer les performances économiques et environnementales de la méthanisation agricole.



**GRDF : un acteur majeur du financement de ces activités de R et D sur la méthanisation agricole.**

Ainsi, depuis 2020, GRDF soutient plusieurs activités de R et D d'AgroParisTech sur un développement durable de la méthanisation agricole, dans le cadre d'un accord de mécénat entre AgroParisTech, la Fondation AgroParisTech et GRDF. La ferme expérimentale et le Farm'InnLab (incubateur scientifique et technique dédié à l'innovation agricole) d'AgroParisTech à Grignon dans les Yvelines jouent un rôle important dans ce partenariat. Cet accord s'inscrit dans une démarche d'intérêt général afin de développer la méthanisation agricole au service de la nécessaire transition énergétique. La ferme de Grignon comme le Farm'InnLab ont précisément comme mission de contribuer à la diffusion des innovations dans le secteur agricole. Le nombre élevé de visites de la ferme comme la visibilité du site de Grignon dans ce secteur contribuent ainsi au développement de la méthanisation agricole.

Entre 2020 et 2022, ces financements ont servi à concevoir et diffuser un guide de bonnes pratiques d'épandage de digestats de méthanisation et des vidéos pédagogiques (disponibles en ligne ici : <https://www.youtube.com/@agroparistech6522/videos>), principalement à destination des agriculteurs et des conseillers agricoles. Leur dimension pratique, rendue possible grâce à l'implication de la ferme, est essentielle. L'objectif était de renforcer l'information et la formation des utilisateurs aux meilleures pratiques, afin de limiter les impacts environnementaux de l'épandage de digestat, tout particulièrement sur la qualité de l'air et le changement climatique.

Ces financements ont aussi permis d'enrichir un outil de modélisation de l'exploitation agricole (PerfAgroP3 <https://www.cereopa.fr/outils-et-actions/perfagro-p3/>), en intégrant la possibilité d'évaluer les changements provoqués par l'installation d'une unité de méthanisation sur le fonctionnement du système de production agricole et sur ses impacts économiques et environnementaux. L'outil a pour vocation d'éclairer les agriculteurs et les décideurs sur l'intégration optimale des unités de méthanisation dans les systèmes de production. Il a également permis de contribuer à l'étude, pour l'ensemble de la filière méthanisation, des conditions de la résilience des exploitations agricoles incluant une unité de méthanisation agricole ([https://gazrenouvelables.fr/wp-content/uploads/2022/12/Rapport\\_CSF\\_NSE\\_GT\\_Resilience.pdf](https://gazrenouvelables.fr/wp-content/uploads/2022/12/Rapport_CSF_NSE_GT_Resilience.pdf)).

**2023 – 2026 : Poursuivre les travaux pour développer la méthanisation agricole**

Face à la nécessité d'aller plus loin dans la démarche, AgroParisTech, la Fondation AgroParisTech et GRDF ont créé l'Alliance Méthanisation Agricole en 2023, afin de renforcer la R et D portant sur la méthanisation agricole. L'objectif est de travailler sur l'optimisation technique des systèmes de culture comportant des cultures intermédiaires à vocation énergétique, pour en limiter les impacts environnementaux, dans le cadre de la plateforme agronomique TrajectOire (<https://plateforme-trajectoire.agroparistech.fr/>), sur les impacts agronomiques et environnementaux des épandages de digestat et sur l'optimisation énergétique et environnementale du fonctionnement du méthaniseur agricole de Grignon. Dans l'objectif de valoriser et diffuser largement les résultats de ces travaux de R et D, l'Alliance porte également un volet de formation pour les futurs cadres de demain et un volet de diffusion vers les professionnels et les institutionnels.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

L'ambition générale de cette Alliance est donc de contribuer à mettre au point les solutions de réduction des impacts de la production de biométhane d'origine agricole, de former les futurs acteurs de la transition énergétique sur ces enjeux, et d'informer et de former les professionnels actuels sur les solutions. Les résultats de ses travaux sont ouverts à tous.

Ces travaux historiques et actuels, qui s'inscrivent totalement dans l'objectif de développer des gaz verts, n'auraient pas pu se dérouler avec la même ambition sans le soutien financier de GRDF.

Le maintien du budget de R et D sur ce sujet est donc crucial pour la poursuite d'un développement durable de la filière et est en cohérence avec les objectifs nationaux de la transition énergétique et environnementale et de la Stratégie Nationale Bas Carbone.

### **FNME-CGT**

La FNME CGT ne les partage pas. Les orientations prises ne le sont que sous le prisme des « missions » d'un GRD. Au regard des défis à relever pour la filière gaz dans la transition énergétique et en vue de l'intérêt général, les orientations de la CRE paraissent trop restrictives.

Les GRD peuvent jouer un rôle clé dans le développement de technologies émergentes de production de gaz renouvelables et décarbonés comme la pyrogazéification, de gazéification hydrothermale et la pyrolyse de méthane. Pour limiter le ciseau tarifaire, il faudrait leur donner les moyens de participer à l'émergence de ces filières qui pourraient prendre un jour le relais du gaz naturel et ainsi pérenniser les actifs, ce qui va dans le sens d'une minimisation des coûts échoués au bénéfice des utilisateurs.

**Question 35 : Avez-vous des observations concernant le bilan des gains Gazpar sur la période ATRD6 et l'estimation des gains sur la période ATRD7 ?**

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

#### **CLEEE**

Pas de remarque

### **Associations professionnelles**

#### **CAPEB**

Pas d'observations

### **France Gaz**

France Gaz n'a pas d'observation particulière sur ce sujet, considérant que l'opération s'est globalement bien déroulée aussi bien en matière de planning que de budget.



**Gaz et Territoires**

Gaz et Territoires n'a pas d'observation particulière concernant le bilan des gains Gazpar sur la période ATRD6 et l'estimation des gains sur la période ATRD7, et ne peut que relever la performance plus que satisfaisante de GRDF en période ATRD6 dans la mise en œuvre de ce projet complexe et stratégique.

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ se félicite que le déploiement de GAZPAR se traduise concrètement par des gains sur plusieurs postes de charges et ces gains soient intégrés dans la trajectoire de l'ATRD7.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****FNCRR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Voir question 36

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

Réponse confidentielle

Pas d'observations

**SAS PCH**

non

**CH4PROCESS**

non

**ENGIE**

ENGIE observe que le bilan des gains Gazpar est positif.

**EDF**

EDF n'a pas d'observations.

**ANODE**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

L'intégralité du catalogue de prestations du gestionnaire de réseau doit être adapté pour tenir compte des gains permis par les compteurs communicants et permettre aux consommateurs d'en bénéficier.

### **ENI**

L'intégralité du catalogue de prestations du gestionnaire de réseau doit être adapté pour tenir compte des gains permis par les compteurs communicants et permettre aux consommateurs d'en bénéficier.

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

### **GRTgaz**

GRTgaz ne se prononce pas.

### **GRDF**

GRDF se félicite que le bilan du projet démontre que les coûts initialement prévus en 2013 ont globalement été respectés et que les gains attendus sont confirmés. Les éléments sur le REX du business case Gazpar ont été partagés entre la CRE et GRDF en amont de la publication de la Consultation Publique.

GRDF est en phase avec les éléments présentés qui reflètent la meilleure vision à date disponible.

Les gains projetés sur les charges d'exploitation ont par ailleurs été intégrés dans les trajectoires de la demande tarifaire de GRDF.

## **Autres acteurs**

### **Particulier (anonyme)**

Mettre fin aux compteurs communicants

### **Particulier (anonyme)**

ces gains sont faibles mais toujours intéressants pour les consommateurs et leur facture de même pour GRDF et la gestion des flux gazeux

### **Particulier (anonyme)**

quels gains ? La baisse de 5% n'est pas là.

### **Particulier (anonyme)**

Si le bilan gains-coûts est favorable, ce qui interroge est que globalement la trajectoire des CNE est tout de même en hausse sur la période ATRD7 avec moins de clients, moins de salariés, et moins de consommations.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Du reste, d'autres facteurs peuvent expliquer cette hausse globale (sachant que la demande de GRDF s'établit à +18% hors énergie). Le point positif à retenir est que la hausse des CNE aurait été encore plus forte sans ce bilan favorable Gazpar.

### **FCE CFDT**

Gazpar a été mis en place pour permettre la sobriété énergétique ce point doit faire l'objet d'un complément.

**Question 36 : Avez-vous des observations sur le niveau de charges nettes d'exploitation envisagé par la CRE sur la période ATRD7 ?**

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

#### **CLEEE**

Il ne nous semble pas acceptable avec la baisse prévue du nombre de consommateurs de partir sur la trajectoire GRDF. La trajectoire proposée par l'auditeur semble déjà difficile à payer pour le consommateur final. Nous sommes très inquiets du niveau final que la CRE retiendra.

### **Associations professionnelles**

#### **Les Canalisateurs**

Les propositions de la CRE vont avoir un impact significatif et brutal sur l'activité de GRDF et donc sur la survie de ses entreprises prestataires telles que les entreprises de travaux publics. Celles-ci ont en effet investi ces dernières années sur leur capital humain et matériel pour répondre aux exigences croissantes de GRDF en terme de qualité et de sécurité, et aux enjeux de transition écologique.

Par ailleurs, les marges des entreprises des travaux publics, traditionnellement très faibles et affaiblies par le contexte économique de ces dernières années, ne pourront supporter de nouveaux risques et nouvelles réductions.

#### **CAPEB**

Pas d'observations

### **France Gaz**

France Gaz ne se positionne pas sur le niveau des charges envisagé par la CRE. Pour autant, France Gaz souligne que la trajectoire des charges d'exploitation doit permettre à GRDF de faire face à ses missions tout en tenant compte des conditions économiques actuelles et du contexte inflationniste.

### **Gaz et Territoires**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Gaz et Territoires peut difficilement se positionner sur le niveau des charges à couvrir, celui-ci devant permettre à GRDF de mener à bien ses missions de service public tout en assurant la sécurité des biens et des personnes.

De manière générale, il convient de tenir compte du contexte particulier impactant certaines années (crise sanitaire, inflation...) et ne pas systématiquement prendre comme référence la dernière année réalisée inflatée pour l'analyse du niveau de charges de la période tarifaire suivante.

En revanche, Gaz et Territoires est fermement opposé à l'application d'une trajectoire de productivité sur les effectifs. En effet, suite à la promulgation de la loi sur les retraites, nous constatons un effet de report des dates de départ initialement prévues, accru par les problématiques de pouvoir d'achat, notamment induites par les fortes augmentations d'inflation.

De plus, les situations des transporteurs, des stockeurs et des distributeurs ne sont pas du tout identiques et nous ne comprenons pas que la CRE puisse envisager d'aligner sur une même hypothèse de baisse des effectifs, l'ensemble des opérateurs. Chaque entité est indépendante et a sa propre trajectoire en termes d'effet glissement vieillesse et technicité (GVT), qui ne peut en aucun cas être harmonisée.

Enfin, les distributeurs font face à de nouvelles obligations réglementaires liées à la sécurisation des ouvrages, qui se traduisent par un renchérissement des coûts de maintenance et d'exploitation auxquels ils sont confrontés, soit en termes de besoin d'effectifs supplémentaires, soit en termes d'externalisation (dont la hausse des coûts unitaires est très supérieure à l'inflation). Les gains de productivité réalisés se voient in fine masqués par ces nouvelles obligations externes.

### **UPRIGAZ**

La CRE dispose de tous les éléments pertinents pour apprécier le niveau des charges d'exploitation. L'UPRIGAZ n'a donc aucune remarque à formuler tout en observant, pour le regretter, une augmentation très significative et largement supérieure à la seule inflation des charges d'exploitation.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **UNION DES SECTEURS D'ENERGIE DU DEPARTEMENT DE L' AISNE**

Nous constatons à regret dans les arbitrages globaux présentés dans la consultation publique et dans le rapport de l'auditeur publié en annexe de la consultation, qu'il est bien fait mention d'un arbitrage défavorable de 30 M€ en cumul sur la période ATRD7 sur les dépenses relatives diagnostics gaz et les actions de communication, notamment visant à accompagner les clients dans leurs actions de maîtrise de l'énergie.

Nous attirons l'attention de la CRE sur le fait que les enjeux de transition énergétique dans laquelle s'intègrent la maîtrise de l'énergie, la décarbonation ou encore la sobriété font l'objet d'engagements de GRDF au titre d'une clause du contrat de concession, à laquelle l'opérateur ne peut se soustraire.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Si les arbitrages proposés par la CRE étaient confirmés, cela se traduirait par un affaiblissement des actions d'accompagnement de GRDF auprès des clients et des collectivités, et notamment les actions de lutte contre la précarité énergétique, reconnue pourtant comme un enjeu majeur par les pouvoirs publics.

**Syndicat Intercommunal de l'Electricité et du Gaz de l'Eure (SIEGE 27)**

Voir commentaire sous la question 18

**FDE 62**

Réponse confidentielle

**FNCCR**

Réponse confidentielle

**Sigeif**

Voir réponse à la question 25

**territoire d'énergie orne**

Les arbitrages significatifs proposés par la CRE, notamment sur les postes « Achats et travaux » à hauteur de 100 M€ en cumul sur la période ATRD7, limiteront la capacité de GRDF à accompagner les porteurs de projets et les collectivités dans le développement des gaz renouvelables et bas carbone.

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

**Phinelec**

Réponse confidentielle

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

non

**ENGIE**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Il est difficile de se prononcer de façon générale sur le niveau des charges nettes d'exploitation envisagé par la CRE sur la période ATRD7 sans en connaître le détail. Néanmoins, le différentiel significatif, et inédit, entre la demande de GRDF et la trajectoire envisagée par la CRE surprend. ENGIE souligne que la régulation doit contraindre l'opérateur à chercher des gains de productivité sur toutes ses dépenses mais ne doit pas préempter sa capacité à réaliser certaines de ses missions de service public, parfois spécifiques au distributeur de gaz, prévues au contrat national de service public ou dans les contrats de concession.

#### **CH4PROCESS**

Pas spécialement car pas assez compétent sur le dossier.

Les désaccords avec l'auditeur ont l'air d'être importants et le prévisionnel 2023 semble indiquer que la réalité à venir risque de se placer entre la demande ATRD7 mise à jour et la trajectoire prenant en compte les ajustements auditeur et CRE.

#### **EDF**

Le niveau envisagé par la CRE est significativement inférieur à celui demandé par GRDF. Il convient de s'assurer que les ajustements envisagés par la CRE permettent à GRDF (i) de mener ses missions de service public dans de bonnes conditions et (ii) d'atteindre les objectifs fixés.

#### **SPAC**

La *Trajectoire tenant compte des ajustements de l'auditeur et de la CRE*, comparée à et la trajectoire 2022 *inflatée* d'une part et à la *Demande ATRD7 mise à jour* d'autre part, traduit une baisse majeure et immédiate (dès 2024) des investissements de GRDF dans nos activités à laquelle nous ne voyons pas comment nous pourrions faire face.

Cette baisse suivrait des années d'érosion de nos marges, traditionnellement faibles, alors que nous nous sommes structurés pour répondre au volumes prévus par GRDF ainsi qu'aux exigences accrues quant à la qualité de nos prestations. Cet effort de structuration doit encore être amorti.

#### **ANODE**

Comme indiqué à la question 3, nous demandons à la CRE de garantir un juste retour aux utilisateurs du réseau des gains de productivité réalisés par GRDF sur les précédentes périodes tarifaires.

Il est impératif que GRDF adapte la structure de ses coûts à la baisse structurelle de son activité.

#### **ENI**

Comme indiqué à la question 3, nous demandons à la CRE de garantir un juste retour aux utilisateurs du réseau des gains de productivité réalisés par GRDF sur les précédentes périodes tarifaires.

Il est impératif que GRDF adapte la structure de ses coûts à la baisse structurelle de son activité.

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

#### **GRTgaz**

GRTgaz ne se prononce pas.

#### **GRDF**

La CRE a noté que *« la demande de GRDF conduirait à une hausse de 20 % en 2024 des charges d'exploitation (18% hors énergie) à couvrir par le tarif ATRD7 par rapport au niveau des charges constatées en 2022 »*.

Tout d'abord, GRDF conteste la référence à l'année 2022 retenue par la CRE.

En effet, si l'extrapolation du dernier exercice clos par application de l'inflation prévisionnelle peut (dans le meilleur des cas) être un bon proxy dans un contexte de stabilité des prix pour projeter la trajectoire de charges nettes d'exploitation de la période tarifaire suivante (ce que souligne la CRE en page 17 de la Consultation Publique, avec une hausse des coûts hors énergie de GRDF de 10,4% sur la période 2016-2022, pour une inflation cumulée de 11%), ce postulat est inopérant dans un contexte de forte instabilité, qu'il s'agisse de la hausse des prix de l'énergie qui se répercute dans toute l'économie, mais également des tensions sur les chaînes d'approvisionnement. Ces facteurs multiples ont entraîné une forte poussée inflationniste que les entreprises, encouragées par les pouvoirs publics, ont répercuté dans les évolutions salariales, et par voie de conséquence dans leur prix.

GRDF ne fait pas exception et constate, malgré les efforts de productivité réalisés sur cette même période, un renchérissement significatif de ses coûts (achats de prestations, salaires, ...), d'une amplitude bien supérieure au seul indice des prix à la consommation (indexation retenue par la CRE), et dont les effets se répercutent partiellement en 2022 mais surtout de manière différée sur l'exercice 2023, voire 2024, au gré des révisions de ses contrats et des négociations salariales.

Ainsi, le réalisé de l'année 2022 n'intègre qu'une faible part des hausses de coûts subies par GRDF et ne peut donc en aucun cas être retenue comme référence à partir de laquelle projeter la trajectoire de charges nettes d'exploitation de GRDF par simple indexation sur l'inflation pour la période ATRD7.

Si la CRE refusait d'intégrer le point de sortie 2023 comme référence pour projeter la trajectoire de CNE 2024-2027, cela reviendrait à faire absorber par GRDF la quasi-intégralité de la hausse différée des prix non constatée en 2022, ce qui est inacceptable au regard de la juste couverture des coûts de l'opérateur.

Ce bilan étant posé, GRDF fait alors observer sur la figure 33 page 73 de la Consultation Publique que sa demande (hors énergie et projet Changement de Gaz faisant l'objet d'une régulation spécifique) est en réalité seulement 8% au-delà du montant prévisionnel 2023, dernière année sous la régulation ATRD6, qui est fortement impacté par les effets inflationnistes que le monde économique rencontre depuis 18 mois. GRDF rappelle aussi que sa trajectoire 2024-2027 à partir du prévisionnel 2023, a été établie à partir des hypothèses d'inflation données par la CRE et rappelées en page 66 de la Consultation Publique. Ainsi, retraitée de l'inflation, **la hausse des charges nettes**



**d'exploitation projetées par GRDF pour la période 2024-2027 se limite à 3% par rapport au montant prévisionnel 2023**, s'expliquant notamment par les coûts supplémentaires induits par les évolutions réglementaires imposées à GRDF tant sur la conformité des ouvrages que sur la cybersécurité.

Au sujet de la « borne basse » établie sur la base des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation de GRDF et des ajustements envisagés par la CRE, GRDF observe globalement qu'elle est incompatible avec sa réalité opérationnelle. Ainsi, un niveau de CNE pour 2024 qui serait inférieur, en euros courants, au prévisionnel 2023 est irréaliste alors même que les décisions de gestion pour 2024 ont déjà été largement prises à la date de cette consultation publique et que les tendances inflationnistes persistent. De même, un niveau de CNE qui serait chaque année inférieur, en euros courants, à celui de l'année précédente, est une cible inatteignable car elle exigerait des efforts de productivité de plus de 3% par an alors même que de nouvelles obligations réglementaires s'imposent à GRDF sur cette période.

GRDF tient aussi à mentionner que le rapport de l'auditeur Orcom H3P comporte un certain nombre d'erreurs méthodologiques, pourtant relevées à de nombreuses reprises pendant la phase d'audit :

- L'auditeur retient pour de nombreux postes la référence à la moyenne du réalisé 2020-2022 pour projeter les trajectoires ATRD7. Or, celle-ci est effectuée en euros courants et non pas en euros constants 2022 (i.e. les valeurs 2020 et 2021 ne sont pas converties en € 2022), ce qui a pour effet de ne pas neutraliser l'inflation dans les calculs. **Cette erreur méthodologique minore systématiquement les gains de productivité réalisés par GRDF sur la période** - qui se fait toujours en neutralisant l'inflation -, **alors que leur évaluation était pourtant un des objectifs centraux poursuivis par cet audit**. Ce problème se retrouve entre autres sur les postes Achats matières fournitures, et les Achats de travaux et entretiens. Cette erreur méthodologique de fond conduit ainsi à un arbitrage implicite en défaveur de GRDF.

- Les gains de productivité constatés sur la période tarifaire passée ne sont pas simplement restitués aux utilisateurs sur l'ATRD7, ce qui reviendrait à prendre une trajectoire prévisionnelle ATRD7 constante en euros constants, mais l'auditeur considère que GRDF doit reconduire ces gains de productivité en tout ou partie sur la période tarifaire suivante, et ce sans la moindre justification économique pour le poste de dépense considéré et sans tenir compte des arguments avancés par GRDF. C'est le cas notamment pour les postes Transport et frais de déplacements, Immobilier ou encore Système d'information dont le détail figure dans le rapport Orcom H3P publié en annexe de la Consultation Publique. **L'opérateur est donc pénalisé du fait de sa performance passée et est arbitré sur la base de trajectoires inférieures au réalisé 2022 + inflation. Si ces arbitrages étaient maintenus cela reviendrait à décourager les opérateurs de faire de la performance, car plus un opérateur est performant, plus ses marges de manœuvre et l'évolution de sa productivité sont limitées.**

Dans le détail :

- Les charges de personnel sont le poste le plus arbitré par l'auditeur (-252 MEUR sur la période ATRD7).

- o Sur les effectifs, l'auditeur a maintenu une hypothèse de réduction des effectifs de - 0,5% par an à partir du réalisé 2022 au motif que des gains de productivité supplémentaires seraient accessibles dans le cadre de redéploiements internes à la faveur notamment des



départs en retraites. **GRDF maintient que les tensions accrues en matière de pouvoir d'achat conjuguées à la récente réforme du régime spécial des IEG va au contraire freiner le nombre de départs à la retraite** et que les baisses d'effectifs ainsi projetées ne sont pas réalistes, alors que dans le même temps les obligations réglementaires ne cessent de se renforcer.

o S'agissant des effets prix, l'auditeur a arbitré les hypothèses d'évolutions des charges de personnel sans tenir compte des réalités propres à GRDF notamment pour 2024. GRDF maintient sa demande que soient pris en compte les récentes décisions intervenues au niveau de la Branche des IEG ainsi que les accords d'entreprise signés et orientations de court-terme.

- Les charges de statut social ont été arbitrées de 92 MEUR par l'auditeur.

GRDF rappelle que l'avantage en nature énergie est une disposition statutaire dont bénéficie l'ensemble des salariés au statut des IEG.

Si GRDF souscrit au principe d'inciter à la réduction des consommations d'électricité et de gaz, de façon toutefois proportionnée aux efforts de sobriété déjà constatés en 2022, il est rappelé que les variations des prix des énergies sont quant à eux subis par les opérateurs. Ainsi, GRDF demande à ce que les effets prix soient couverts au CRCP (cf. question 15), ou à défaut que la référence des prix retenue pour la détermination de la trajectoire définitive de coûts liés à l'avantage en nature énergie intègre les dernières données prévisionnelles disponibles (prix de la molécule / électron et coûts d'acheminement).

- Le poste « consommations externes » questionne également quant au niveau d'arbitrages disproportionné proposé par l'auditeur, s'agissant pour l'essentiel de dépenses inhérentes aux missions régaliennes de GRDF.

**Les postes « achats matières et fournitures » et « travaux et entretiens »** ont été arbitrés, en cumul sur la période ATRD7, de 93 M€. GRDF rappelle que ces arbitrages, non justifiés par l'auditeur, concernent les activités de maintenance tant préventive que corrective, activités essentielles à la sécurité des ouvrages de distribution, ainsi que les dépenses liées au développement des gaz renouvelables et bas carbone. Cet arbitrage est donc en totale contradiction avec les nouvelles obligations réglementaires qui s'imposent à GRDF, ainsi qu'avec les attentes de la filière gaz verts et des pouvoirs publics qui ambitionnent 50 TWh injectés sur les réseaux de gaz à l'horizon 2030.

Il est en effet stratégique pour la filière des gaz renouvelables que GRDF, en tant qu'acteur majeur de l'écosystème de l'injection dans les réseaux du biométhane, et demain des gaz renouvelables et bas carbone issus de nouveaux procédés de production, dispose des moyens humains et industriels pour assurer ses missions dans le cadre du droit à l'injection.

Le rôle de GRDF va au-delà du raccordement des sites et de la maximisation de la capacité d'injection, en accompagnant les porteurs de projet (études, mise en relation, ...), en réalisant des travaux de recherche continus sur la qualité du gaz et la compatibilité des différents gaz injectés avec les usages des consommateurs, et en travaillant avec les industriels pour réduire les coûts des matériels nécessaires à la production des gaz verts.

Sur ATRD6, malgré une succession de crises inédites, GRDF a assuré ses missions régaliennes en termes de sécurité des biens et des personnes et s'est engagée dans des grands projets industriels de modernisation du réseau ou encore dans des campagnes

visant à la mise en conformité d'ouvrages par rapport à des obligations réglementaires nouvellement émises.

Ces missions régaliennes sont non négociables eu égard aux enjeux de sécurité sous-jacents.

Cependant, si cet arbitrage était maintenu la capacité de GRDF à faire face à ses activités récurrentes et aux nouvelles obligations réglementaires, serait considérablement affectée du fait de la hausse des coûts de prestations, accentuée par les tensions sur la disponibilité des ressources externes.

Par ailleurs, il se traduirait par une réduction des marges de manœuvre de GRDF pour accéder aux demandes de ses prestataires de réviser les marchés afin de tenir compte de la répercussion des hausses de coûts qu'ils subissent (salaires, approvisionnements, carburant...). Les conséquences seraient de deux ordres, en fonction des territoires concernés :

- Cela pourrait remettre en cause la pérennité de certains fournisseurs locaux obligés de réduire leurs marges pour conserver les marchés GRDF, lesquels sur certains territoires représentent une part importante de l'activité économique.

- Et a contrario cela pourrait également affecter la capacité à faire de GRDF, dans la mesure où ses appels d'offres pourraient rester infructueux sur des territoires où le volume d'activités de travaux excède la disponibilité des prestataires (en raison de la concurrence avec d'autres gestionnaires d'infrastructures notamment). GRDF serait alors dans l'incapacité de répondre à ses engagements sur les territoires concernés, notamment en termes de sécurité, mais également de développement des gaz verts.

- **Enfin, les postes « Diagnostic gaz, contribution financière transition énergétique, communication et Parrainage » et « Autres consommations externes »** (qui regroupe la majorité des dépenses relatives au projet Changement de gaz et les dépenses de prestations de conseil et d'appui au management), ont été arbitrés en cumul sur la période 2024-2027 de 143 M€.

Au cours de la période ATRD6 (2020-2023), marquée par des crises inédites - crise sanitaire, guerre en Ukraine et ses répercussions sur les coûts d'approvisionnement et de l'énergie, GRDF, au même titre que les autres opérateurs de réseaux, a été positionné en tiers de confiance par l'ensemble de ses parties prenantes, au premier rang desquelles les consommateurs et les collectivités locales.

Sur la période tarifaire ATRD6, dans un contexte énergétique perturbé, GRDF a su répondre aux attentes des clients et des territoires : en orientant les clients vers les interlocuteurs idoines (difficultés avec certains fournisseurs, fin des TRV Gaz ,..) / en les accompagnant dans leurs actions de maîtrise de l'énergie et leurs efforts de sobriété, par la mise à disposition de données ciblées /en contribuant à la lutte contre la précarité énergétique, avec notamment des actions dédiées à la sécurité des installations intérieures. Conformément à ses engagements au titre du Contrat de Service Public, GRDF souhaite donc poursuivre ces différentes actions et continuer à jouer ce rôle de tiers de confiance.

Ainsi, l'engagement de GRDF en matière de maîtrise de l'énergie pourrait être remis en cause sur la période 2024-2027 au regard des arbitrages envisagés par la CRE dans sa consultation publique sur ces postes, au motif qu'ils ne relèvent pas stricto sensu des missions d'un opérateur de réseau régulé.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Les enjeux de transition énergétique dans laquelle s'intègrent la maîtrise de l'énergie, la décarbonation ou encore la sobriété font l'objet d'engagements de GRDF vis-à-vis des collectivités locales au titre d'une clause du contrat de concession, à laquelle l'opérateur ne peut se soustraire.

Si les arbitrages proposés par la CRE étaient confirmés, cela se traduirait par un affaiblissement des actions d'accompagnement de GRDF auprès des clients et des collectivités, et notamment les actions de lutte contre la précarité énergétique, reconnue pourtant comme un enjeu majeur par les pouvoirs publics.

Enfin, s'agissant du Projet Changement de Gaz, les arbitrages significatifs de 44 M€ en cumul sur la période ATRD7 (soit 13% de la demande de GRDF au titre du projet) proposés par la CRE pourraient entraver la conversion du gaz B au gaz H, et ce d'autant plus que les secteurs à convertir sur cette période sont les plus denses et donc les plus à risque en termes de respects des délais, compte tenu de la complexité des adaptations de réseau à opérer et du nombre inédit de clients concernés.

Ces arbitrages risquent de limiter les actions de GRDF en matière de préparation du réseau d'une part, et de communication vers les clients et les collectivités locales concernés d'autres part, soit deux leviers essentiels à la réussite des bascules du Gaz B vers le gaz H, en toute sécurité et dans les délais impartis par l'arrêt du gisement de Groningue aux Pays-Bas.

La préparation du réseau, en amont de la bascule de chaque secteur, est en effet un prérequis indispensable à la réalisation de la bascule en toute sécurité.

Or, seul GRDF est légitime et compétent pour réaliser ces travaux, qui doivent être anticipés afin d'adapter la structure du réseau au plan de conversion de la zone. Cela nécessite la mobilisation de moyens internes à GRDF dédiés à ces opérations, afin de respecter les délais de conversion, tout en garantissant la sécurité des personnes et des biens.

En outre, la taille des secteurs à convertir allant croissante dans les années à venir, il sera impératif d'anticiper et de coordonner à grande échelle, avec chacune des collectivités concernées, les actions de communication en amont du Projet, dans la mesure où l'accompagnement des clients est un facteur clé pour la réussite du projet. Les collectivités locales ne sont pas dimensionnées pour assurer la communication et l'accompagnement de leurs administrés sur un projet d'une telle ampleur. GRDF est le seul acteur légitime et ayant la vision globale du processus pour assurer ce type de communication ciblée avec des enjeux de sécurité spécifiques. L'appui de GRDF est donc nécessaire pour informer les clients, assurer le rôle de support en cas de questions des administrés, accompagner les différentes parties prenantes et coordonner la communication durant les différentes phases du projet, jusqu'à la bascule et même au-delà.

Les attentes des collectivités locales sont d'autant plus fortes que le secteur de l'énergie a connu de fortes perturbations au cours de l'année 2022, sources d'angoisses et de méfiances de la part des clients, souvent sollicités par du démarchage agressif voire frauduleux.

Il est nécessaire que les clients bénéficient d'une information sûre et adaptée à leur situation, et que cet accompagnement soit réalisé en coordination avec les collectivités locales pour davantage d'efficacité et garantir ainsi la réussite de la bascule le jour J.

Il est donc primordial que GRDF continue à accompagner les collectivités et les clients concernés par le projet Changement de gaz, et plus largement l'ensemble de ses parties

prenantes dans les territoires, ce qui nécessite des moyens que GRDF a traduit dans sa demande sur les postes de charges associés.

## **Enedis**

A ce stade, la CRE identifie une fourchette de charges nettes d'exploitation comprises entre la demande de GRDF (borne haute) et une borne basse résultant des ajustements de l'auditeur (et de la CRE pour la partie des achats d'énergie et des dépenses de R&D et innovation). L'écart entre les deux trajectoires est, en cumulé sur les quatre années, de 10,6%.

Enedis partage la nécessité de prendre en compte les gains de productivité dans la trajectoire des CNE.

Elle attire l'attention sur différentes questions méthodologiques :

- La définition du point de référence : en effet, selon les différents postes de charges et produits, des points de référence différents ont été utilisés (moyenne 2020-2022, moyenne 2020-2021, moyenne 2021-2022, réel 2022). A cet égard, Enedis estime que les années retenues contiennent des événements atypiques, ce qui devrait conduire à une analyse plus précise du point de référence par poste au périmètre des charges nettes d'exploitation ;
- Les trajectoires de charges de personnel, d'avantage en nature énergie et de financement des œuvres sociales :
  - Ces trois postes présentent la particularité d'être en partie définis par décisions issues des négociations collectives de la branche professionnelle des Industries Electriques et Gazières (IEG), dépassant le seul périmètre de négociation des opérateurs tels que GRDF ou Enedis.
  - De plus, des accords d'entreprise ont été pris en 2022, au titre des années 2022 et 2023, pour tenir compte des revalorisations salariales dans le contexte d'inflation et de soutien au pouvoir d'achat. A ce titre, différents leviers ont pu être négociés :
    - Avec effet pérenne : c'est le cas de la revalorisation du SNB ou encore de l'attribution de NR (jalon de niveau de rémunération) automatiques,
    - Avec effet sur une année unique : c'est le cas des primes exceptionnelles (enregistrées en rémunérations complémentaires).
- Les hypothèses d'indexation et d'inflation : Enedis attire l'attention sur certains effets contextuels qui n'ont pas été pris en compte dans les ajustements proposés par l'auditeur et ne se traduisent pas dans les hypothèses d'indexation et d'inflation retenues. Il s'agit par exemple des tensions sur les recrutements qui ont un effet à la hausse sur les salaires d'entrée, les tensions sur les contrats de prestations et d'achat de matériel (liées à la transition énergétique) qui conduisent à des hausses de prix, ou encore des dates de renouvellement de marché sur les achats de travaux et prestations dont le calendrier produit des évolutions différentes de celles de l'inflation.

## **Autres acteurs**

### **SATO**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

SATO entreprise partenaire de GRDF fait face à des augmentations de coûts de sa structure et se voit dans l'obligation de les répercuter à GRDF vient des hausses de prix de l'ordre de 5 à 6 % annuelle.

En effet, notre structure de dépenses est composée de 3 familles :

- La main d'œuvre
- Les engins de chantier et les véhicules
- Le carburant

Nous notons des augmentations significatives sur ces 3 postes de dépenses depuis 2022 :

- La main d'oeuvre : augmentation de 4.5% en 2022 et 5.2% en 2023, 2024 sera au même niveau à minima de 5%
- Les engins de chantier et les véhicules +21.8% entre les tarifs 2023 et ceux de 2021
- Le carburant : + 27.2% en 2021 par rapport à 2020 et 36.3% en 2022 par rapport à 2020, pour 2023 l'augmentation va se situer autour de 38% vis à vis de 2020

Ces 3 postes de dépenses représentent 85% des dépenses sur les activités que nous réalisons au quotidien pour GRDF, l'augmentation de tarif que nous répercutons à GRDF ne permet pas de prendre en compte totalement les hausses actuelles. C'est pourquoi, il est nécessaire de prendre en compte ces augmentation de coûts sur la période ATRD7. Les coûts de maintenance des réseaux sont importants pour GRDF et l'obligation d'assurer les interventions de sécurité et donc de rémunérer des entreprises comme nous en astreinte. Pour maintenir une astreinte de qualité (disponibilité des équipes à tout moment) , GRDF doit fournir en parallèle de l'activité dites froide (activité qui peut se stopper à tout moment pour partir sur une astreinte) à son prestataire. De plus pour garantir un niveau de compétences sur les réseaux gaz, nous devons continuer à former et maintenir les compétences sur des métier en tension de recrutement. Nous faisons donc face à une spéculation des salaires sur nos métiers actuellement.

En cas d'arbitrage maintenu par la CRE sur le niveau de rémunération proposé sur l'ATRD7, GRDF serait contraint sur ses budgets d'investissement et de maintenance ce qui aurait une incidence sur le niveau d'activité proposé par GRDF à SATO, mais avant tout une limitation de l'entretien du réseau de GAZ, la sécurité industrielle des installations serait en jeu. Il convient donc de converger vers le niveau d'augmentation proposé par GRDF qui n'est que celui des coûts auquel GRDF fait face (étayer en partie ci dessous).

### **Jérôme BTP**

Cf une réponse précédentes, la transformation des opérations du neuf vers le renouvellement et l'entretien semble nécessiter une augmentation des prix unitaires mais aussi des coûts d'exploitation avec une augmentation du niveau d'expertise requise et une augmentation des coûts de la sécurité

### **STTP BORDET**



**Réponse confidentielle****JoGGin Groupe**

Madame, Monsieur,

Nous tenons à exprimer nos préoccupations quant au niveau de charges nettes d'exploitation envisagé par la CRE pour la période ATRD7. En tant que société prestataire de GRDF, spécialisée dans la sécurité industrielle et basée dans le Sud de la France, nous souhaitons attirer votre attention sur les divers éléments nécessitant des investissements significatifs de notre part.

Nos investissements incluent notamment :

- **Recrutement et gestion du personnel** : Revalorisation des salaires, organisation d'événements pour favoriser l'esprit d'équipe, renforcer la culture d'entreprise, mise en place de démarches QSE et RSE afin de fidéliser nos salariés, etc.
- **Formation du personnel** : Nos équipes bénéficient régulièrement de formations, parmi lesquelles les formations habilitantes pour les activités gaz. Ces investissements sont conséquents et pris en charge intégralement par notre société, aucune subvention n'étant disponible.
- **Équipements de sécurité** : Renouvellement annuel des équipements de protection individuelle (EPI), trousse de secours, extincteurs, etc.
- **Flotte de véhicules** : Entretien, carburant, et mise en place d'un projet de verdissement de la flotte avec déjà une dizaine de véhicules électriques.
- **Matériel sensible et outillage** : Achats, révisions, et entretiens réguliers.
- **Frais de fonctionnement** : Siège, agence, et location d'hangars de stockage pour être au plus près des activités, assurer la santé/sécurité de nos équipes et limiter notre impact environnemental.

En outre, les coûts liés à la gestion de notre flotte de véhicules, à l'acquisition du matériel sensible, de protection et de l'outillage, ainsi que nos frais de fonctionnement et les exigences croissantes en termes de recrutement, représentent des charges variables qui fluctuent en fonction du contexte socio-économique et des exigences de nos clients, dont GRDF.

Nous sommes conscients de l'importance de maintenir des coûts équilibrés pour assurer un prix raisonnable pour l'utilisateur final. Cependant, une coupe budgétaire pourrait compromettre notre capacité à négocier avec GRDF et à assurer la qualité de nos services, notamment dans un contexte de crise inflationniste. L'absence de révision de marché ou une faible marge décisionnelle mettrait en péril nos activités.

Nous insistons sur le fait que notre intention n'est pas de profiter du système, mais plutôt de fournir un travail de qualité et de préserver la sécurité de nos équipes et des installations. Les coûts liés à nos activités, bien que de services, sont réels et impactent directement notre capacité à maintenir des standards élevés.

Nous vous alertons sur les conséquences financières et humaines néfastes que de tels ajustements pourraient engendrer pour les PME prestataires, notamment sur les postes d'achats et travaux. Les effets sur la maintenance préventive et corrective, ainsi que sur

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

l'activité Projet changement de gaz, seraient significatifs, compromettant non seulement notre survie économique mais également la sécurité des biens et des personnes.

Nous vous prions de prendre en considération ces observations dans l'évaluation du niveau de charges nettes d'exploitation pour la période ATRD7.

Nous restons à votre disposition pour tout complément d'information et vous prions d'agréer, Madame, Monsieur, l'expression de nos salutations distinguées.

### **Particulier (anonyme)**

La trajectoire médiane envisagée par la CRE (y compris ou hors énergie) reste dans le prolongement du réalisé ATRD6 inflaté, malgré les Gains Gazpar exposés auparavant et la décroissance des effectifs notamment.

Accessoirement, les gains sur les impôts de production évoqués précédemment dans cette consultation méritent d'être restitués au consommateur, sous réserve du cadre légal, dans la mesure où elles étaient incluses dans les trajectoires incitées. Au regard de la hausse prévisionnelle, cela permettra d'ailleurs de limiter celle-ci.

### **FCE CFDT**

Les années COVID ont été spécifique il faut en tenir compte dans la décisions. La CFDT attire l'attention de la CRE sur la nécessité de donner les moyens notamment humains en période de « gazbashing » pour attiré les talents nécessaire.

## **Question 37 : Avez-vous des remarques concernant le solde de CRCP au 31 décembre 2023 ?**

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

#### **CLEEE**

Le solde du CRCP prévu est sur cette période excessif.

Bien qu'il soit lié en partie à des soldes non apurés des années 2020 à 2022, et en partie à des CCN et CCE plus élevés qu'anticipé, ce montant vient grever de manière trop brutale les tarifs des consommateurs.

### **Associations professionnelles**

#### **CAPEB**

Pas de remarques

#### **France Gaz**

N/A

#### **Gaz et Territoires**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Gaz et Territoires n'a pas de remarque particulière concernant le solde de CRCP au 31 décembre 2023 de GRDF mais attire l'attention de la CRE quant au solde positif en fin de période tarifaire (cf question 10). Ce solde devra d'ailleurs être recalculé au plus proche de la délibération de la CRE, prévue pour la fin de l'année 2023.

**UPRIGAZ**

Non.

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

non

**ENGIE**

Pas de réponse ENGIE

**CH4PROCESS**

non

**EDF**

Au cours de la période ATRD6, la différence entre les quantités acheminées prévisionnelles et les quantités réellement acheminées constitue la composante principale du solde du CRCP. Les hypothèses de consommation de gaz doivent faire l'objet d'une attention particulière (voir question 40).

**ANODE**

Non.

**ENI**

Non.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRTgaz**

GRTgaz ne se prononce pas.



### **GRDF**

L'estimation de solde de CRCP affiché par la CRE est cohérent en ordre de grandeur avec l'estimation de GRDF dans le dossier tarifaire.

Toutefois GRDF alerte les services de la CRE sur le fait que les hypothèses de volumes de gaz consommés sur l'année 2023 (hors aléa climatique) ont été sensiblement surestimés au vu du réalisé sur les 9 premiers mois de l'année. L'impact du climat sur le CRCP tend également à s'accroître avec des dernières données disponibles sur le mois d'octobre.

GRDF souhaite par conséquent que l'estimation du report de CRCP soit ajustée en cohérence dans la délibération finale, sur la base de la meilleure estimation disponible en fin d'année : l'impact estimé à date par GRDF est d'environ +100 M€ par rapport au montant de CRCP pris en compte dans la Consultation Publique.

### **Enedis**

Enedis est favorable à l'apurement du solde de CRCP sur la période tarifaire suivante, cela permettant de répercuter les coûts au plus près des utilisateurs du réseau ayant généré ces coûts non couverts par le tarif.

Pour Enedis, il est avant tout essentiel que le CRCP soit rémunéré au CMPC des nouveaux actifs comme indiqué en réponse à la question 8. Ce niveau de rémunération est d'autant plus justifié sur l'apurement du CRCP se fait sur plusieurs années et non sur une période courte.

Enedis tient également à rappeler qu'une meilleure structure du tarif (meilleur équilibre entre les parts fixes et les parts proportionnelles aux soutirages) limite les impacts des évolutions de volumes de soutirages (du fait de la thermo-sensibilité ou de la sobriété énergétique ou des trajectoires de transition énergétique) sur la constitution de CRCP. En gaz comme en électricité, les baisses de soutirages en 2022 consécutives aux efforts de sobriété énergétique des clients ont démontré la mauvaise adéquation entre la structure du chiffre d'affaires et la structure des coûts des opérateurs, et ont généré du CRCP.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

solde beaucoup trop important, GRDF souhaite obtenir l'ensemble du CRCP pour recalculer sa trésorerie. mais il ne serait pas bon non plus de continuer à décaler ce revenu pour le distributeur

#### **Particulier (anonyme)**

Rien de particulier. Son volume illustre l'ampleur de l'absence de risque qui pèse sur l'opérateur, néanmoins transféré vers le consommateur.

### **FCE CFDT**

Il est à un niveau très élevé qui n'a pas permis un partage de valeur avec les salariés concernés

### **FNME-CGT**

La FNME CGT n'a pas de remarques particulières sinon que le niveau important du solde en fin de période a montré des limites du modèle tarifaire dont nous constatons que la CRE tente de les corriger.

## **Question 38 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges à couvrir demandé par GRDF ?**

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

#### **CLEEE**

Le niveau de charges à couvrir ne nous paraît PAS réaliste dans un contexte de baisse de nombre des contributeurs. De manière basique il nous semble peu crédible de présenter des charges en nette hausse avec des recettes en baisse.

Si d'aventure la trajectoire de décrue du nombre de consommateurs réelle se révèle plus pessimiste que la trajectoire prévue dans les tarifs nous obtiendrons en fin de tarif un solde de CRCP impossible à apurer. Il nous semble de ce fait indispensable d'agir dès à présent sur le CMPC qui gouverne en partie les CCN. Les niveaux proposés dans cette consultation ne nous paraît plus compatible avec la trajectoire baissière des contributeurs.

### **Associations professionnelles**

#### **CAPEB**

Pas de remarques

#### **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 achats énergie, est très lié au contexte particulier du marché de l'énergie et n'a pas vocation à se maintenir structurellement.

Tout en étant conscient de l'impact à la hausse pour les consommateurs, France Gaz souligne que la majorité de la hausse nécessaire correspond à une régularisation du passé résultant notamment des conditions climatiques observées. Pour ce qui est des charges correspondant à la période tarifaire à venir, France Gaz est attaché à ce que la trajectoire tarifaire permette aux opérateurs d'infrastructure de faire face dans des conditions appropriées à leurs missions, s'agissant en premier lieu des enjeux de sécurité.

#### **Gaz et Territoires**

Par manque d'éléments, Gaz et Territoires peut difficilement porter un jugement sur le niveau des charges à couvrir demandé par GRDF.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

**UPRIGAZ**

Non.

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

non

**CH4PROCESS**

non

**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.

**ENGIE**

Pas de réponse ENGIE

**ANODE**

Non. Voir réponses aux questions 3 et 36.

**ENI**

Voir réponses aux questions 3 et 36.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRTgaz**

GRTgaz ne se prononce pas.

**GRDF**

Le niveau d'arbitrage de 800 M€ en cumul sur la période ATRD7 affiché dans la Consultation Publique représente plus de 11% de la demande de GRDF au titre des charges nettes

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

d'exploitation. S'il était maintenu, cela pourrait limiter la capacité de GRDF à remplir ses missions régaliennes sur la période et à répondre à ses divers engagements vis-à-vis de ses parties prenantes, au premier rang desquelles les autorités concédantes et les porteurs de projet d'injection de gaz renouvelables sur le réseau de distribution. En outre, ce niveau d'arbitrage obérerait l'atteinte des objectifs de décarbonation que GRDF s'est fixé en cohérence avec la trajectoire des Accords de Paris.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Cette demande, par son caractère exorbitant, traduit un jeu d'acteurs. Dans ce cadre, si cela peut se comprendre potentiellement selon une certaine vision que je partage pas des relations entre opérateur et le régulateur, il n'y a pas de commentaires rationnels à porter. Au-delà de GRDF, le régulateur doit également interroger potentiellement sa marge de manœuvre pour éviter de produire ces postures chez l'opérateur.

#### **FCE CFDT**

Pas de commentaire de la CFDT

#### **FNME-CGT**

Le niveau des charges demandé par les GRD est le reflet d'un contexte de fortes tensions. Il intègre les effets d'une inflation élevée sur la BAR et sa diffusion progressive dans la base de coûts, une hausse des coûts d'énergie liée à la dynamique des prix, le renforcement de la maintenance d'un réseau vieillissant, la prise en compte des menaces liée au contexte géopolitique, l'intégration des nouvelles contraintes réglementaires et un effort en vue du développement des nouveaux gaz et de leur incorporation dans les réseaux.

**Question 39 : Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRD6 ?**

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

##### **CLEEE**

Pour ce qui est de la proposition de la CRE sur les niveaux de charges à couvrir sur la période ATRD7, il nous semble que l'effet de seuil 2023/2024 à 12.7% est trop élevé. D'une manière générale et même sur le scénario CRE prévu plus modeste en termes d'évolution tarifaire que l'évolution proposée par GRDF, il ne nous semble pas raisonnable de partir sur ces niveaux de charges à couvrir.

#### **Associations professionnelles**

##### **CAPEB**

Pas d'avis

### **France Gaz**

Cf réponse question 38 – 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.

France Gaz considère en tout état de cause qu'il n'est pas possible de se prononcer sur un scénario illustratif qui ne constitue pas une orientation quant aux paramètres sous-jacents (niveau retenu pour le CPMC, etc.)

### **Gaz et Territoires**

Pour ce qui concerne les charges nettes d'exploitation, nous contestons la méthode employée par l'auditeur externe H3P-ORCOM qui consiste à prendre quasi systématiquement comme référence le réalisé 2022 inflaté pour ajuster les montants prévisionnels de charges de GRDF sur la période tarifaire ATRD7. Nous contestons également certaines hypothèses et ajustements réalisés par l'auditeur au niveau des charges de personnel de GRDF, comme indiqué ci-dessus (question 36). Enfin, nous estimons que certains ajustements sont trop importants au regard des enjeux liés à la prochaine période tarifaire, notamment ceux liés au cœur de métier de GRDF, à ses obligations réglementaires et à la R et D.

S'agissant des paramètres intervenant dans la détermination du CMPC, les ELD gazières rappellent que la valeur du « bêta de l'actif » doit se situer à un niveau acceptable tenant compte du contexte actuel du secteur gazier à fort risque (PPE, stratégie bas carbone, plans climats, contexte international de crise...). Ainsi, Gaz et Territoires ne comprend pas que le bêta de l'actif puisse être orienté à la baisse et demande à ce que celui-ci soit à minima maintenu constant à celui de la période tarifaire actuelle. Par ailleurs, les fourchettes envisagées pour la fixation des taux de CMPC semblent particulièrement basses pour permettre à la fois de lever de la dette et de rémunérer les capitaux propres. Gaz et Territoires s'interroge sur les sous-jacents qui ont conduit à ces fourchettes, qui ne sont pas clairement indiqués dans la consultation publique. Au vu du contexte actuel, les ELD gazières considèrent qu'il faudrait à minima reconduire le taux de CMPC actuel (réel avant impôts) pour les actifs historiques, soit 4,1%.

Enfin, le solde important du CRCP de GRDF en fin de période ATRD6 ne doit pas être un argument pour ajuster encore davantage les charges nettes d'exploitation et diminuer le taux du CMPC, et ceci dans le seul but qui serait de limiter la hausse du tarif au 1<sup>er</sup> juillet 2024.

Pour conclure, nous partageons les enjeux de GRDF figurant en pages 65 et 66 de la consultation publique et souhaitons que la CRE lui donne tous les moyens pour y faire face lors de la prochaine période tarifaire.

### **UPRIGAZ**

Non.

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

**GAZFIO SAS**

**Réponse confidentielle**

**SAS PCH**

sans avis

**CH4PROCESS**

aucune particulière, c'est la conséquence des explications données dans la consultation.

**ENGIE**

Pas de commentaires.

**EDF**

EDF considère que le revenu illustratif donné ne constitue pas une orientation et ne comprend pas la différence entre cette question et la précédente.

**ANODE**

Une hausse de 30% du tarif est beaucoup trop élevée. La CRE doit utiliser tous les leviers dont elle dispose pour limiter au minimum cette hausse.

Les opérateurs doivent disposer de moyens suffisants pour continuer de maintenir et gérer leurs réseaux. En revanche, il n'est pas justifié que soit revue la méthode de calcul du CMPC dès lors qu'elle n'est plus favorable aux opérateurs – alors qu'elle leur était favorable dans le passé. De même, il n'est pas raisonnable de couvrir des dépenses de R&D non essentielles et dont la rentabilité, pour les utilisateurs à un horizon de temps raisonnable, n'est pas démontrée. Enfin, les trajectoires prévisionnelles d'Opex ne peuvent représenter une succession de hausses, sans prise en compte des gains de productivité effectifs de GRDF.

**ENI**

Une hausse de 30% du tarif est beaucoup trop élevée. La CRE doit utiliser tous les leviers dont elle dispose pour limiter au minimum cette hausse.

Les opérateurs doivent disposer de moyens suffisants pour continuer de maintenir et gérer leurs réseaux. En revanche, il n'est pas justifié que soit revue la méthode de calcul du CMPC dès lors qu'elle n'est plus favorable aux opérateurs – alors qu'elle leur était favorable dans le passé. De même, il n'est pas raisonnable de couvrir des dépenses de R&D non essentielles et dont la rentabilité, pour les utilisateurs à un horizon de temps raisonnable, n'est pas démontrée. Enfin, les trajectoires prévisionnelles d'Opex ne peuvent représenter une succession de hausses, sans prise en compte des gains de productivité effectifs de GRDF.

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

GRTgaz ne se prononce pas.

**GRDF**

GRDF rappelle les réserves qu'elle a formulées dans ses réponses aux questions 4 et 5 quant aux propositions de la CRE de modifier la méthode de fixation du Coût Moyen Pondéré du Capital.

En ce qui concerne le niveau de ce taux et la fourchette de 2,9% à 4,0% (réel, avant impôt) que présente la CRE, GRDF note qu'il n'est pas possible de retrouver clairement dans la Consultation Publique les jeux de paramètres qui ont permis d'aboutir à cette fourchette. Néanmoins, GRDF se félicite que la CRE s'éloigne du rapport de son auditeur Compass Lexecon, notamment sur la maturité des Obligations Assimilables du Trésor et sur le paramètre bêta.

GRDF rappelle la nécessité de retenir des jeux de paramètres cohérents entre eux, et avec les décisions passées. Ainsi :

- la maturité des OAT retenue dans la détermination du TSR et de la prime de dette doit être déterminée en cohérence avec la durée de vie économique des actifs et le rythme de renouvellement du financement de GRDF. Une maturité de 15 ans doit donc être privilégiée, d'autant que c'est la maturité retenue par la CRE pour l'estimation du taux sans risque des opérateurs régulés d'électricité pour le TURPE 6.
- en rejetant le TMR réel constant et égal à 6,5% que proposait GRDF, la proposition de Compass Lexecon aboutit à une PRM (Prime de risque de marché) bien trop faible. En effet, en France, la consultation ARCEP de juin 2023 donne une borne basse de PRM à 5,31% (borne haute à 6,09%), soit près de 40 points de base de plus que la borne haute du rapport de Compass Lexecon. Par ailleurs, GRDF a pu prendre connaissance de la synthèse du rapport de la CRE sur le coût de production du parc nucléaire existant d'EDF de juillet 2023 : une PRM de 5,27% est en effet utilisée.
- S'agissant de la valeur du bêta de l'actif économique, GRDF rappelle sa demande d'alignement des bêtas transport et distribution, dans la continuité des discussions ATRD6 et maintient que 0,48 constitue une valeur plancher en-dessous de laquelle il n'est pas justifié de descendre compte tenu des risques accrus du secteur gazier français (politique de substituabilité du gaz par l'électricité notamment).

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)**

demande de réduction peu envisageable sans mettre en danger le distributeur

**Particulier (anonyme)**

Il faudrait avoir une vision plus fine pour s'exprimer de façon certaine.

**FCE CFDT**

Pas de commentaire de la CFDT

**FNME-CGT**

L'écart entre les trajectoires « haute » et « basse » considérées par la CRE est bien trop important pour que la FNME CGT puisse se prononcer. Nous regrettons que les orientations de la CRE n'apparaissent pas clairement dans le document de consultation.

S'agissant des ajustements opérés par l'auditeur, leur ampleur et le retrait de la trajectoire des CNE retenue par rapport à l'estimé 2023 questionnent sur son degré de compréhension du secteur et des enjeux métier et industriels du distributeur, notamment en termes de conformité réglementaires et de modernisation des ouvrages.

L'auditeur ne semble en outre pas avoir pris en compte les efforts de productivité déjà réalisés. Comme indiqué en préambule, les effectifs de GRDF sont stables – voire en légère régression – depuis 2012 et les charges d'exploitation ont globalement suivi l'inflation sur la période, et cela dans un contexte de grands projets (Gazpar, Changement de gaz, développement du Biométhane...) et dévolutions importantes de l'outil industriel. La FNME CGT ne pense pas qu'il soit possible de pousser plus loin les baisses de coûts sans s'écarter de la réalité de l'activité des salariés et entraver la bonne marche de l'outil industriel. Si chaque baisse doit en engendrer des nouvelles, les conséquences de cette spirale sont connues d'avance. Si nous savons que le coût du réseau est essentiellement lié à sa taille et non aux quantités acheminées et que ce réseau continuera dans son intégralité à être utilisé au-delà de 2050 (sauf évolution à la marge), il faut en tirer les conclusions qui s'imposent : on ne peut pas répondre à la baisse des volumes par une baisse des effectifs.

La FNME CGT remarque par ailleurs que les frais de personnel représentent le premier poste d'ajustement de l'auditeur sans que ses hypothèses ne reposent sur des bases sérieuses : la révision à la hausse de l'objectif de productivité ne s'appuie sur aucune estimation de la charge de travail et l'abaissement des hypothèses SNB et GVT ignore complètement les enjeux sociaux de l'entreprise. La FNME CGT est navrée de constater que ce qui n'est pour un auditeur qu'un paramètre dans un tableur, pourrait avoir des effets défavorables sur le service rendu à 11 millions d'usagers et affecter le travail de 11 000 agents.

Pour ce qui concerne la méthode, l'utilisation de séries historiques ou la projection d'un réalisé 2022 revu de l'inflation semble ignorer les crises qu'a connu le secteur de l'énergie depuis 2022 et leurs conséquences économiques et industrielles au profit d'une approche comptable des coûts.

Cela étant dit, la FNME CGT ne peut que déplorer la sous-consommation des charges d'exploitation alloués par le précédent tarif. Une telle gestion par le distributeur privilégie les résultats (et donc les remontées à l'actionnaire) à court terme au détriment des défis de long terme. La FNME CGT refuse que seulement les usagers et les salariés en paient le prix.



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Le niveau de CNE retenu devra répondre à chacun des enjeux identifiés par le régulateur dans la note technique et égrenés tout au long des précédentes réponses. La FNME CGT insiste en particulier sur le besoin de personnel en nombre et en compétences suffisantes pour assurer les missions d'exploitation de l'outil industriel en toute sécurité et assurer le développement des gaz renouvelables pour assurer la pérennité des activités.

**Question 40 : Que pensez-vous des trajectoires prévisionnelles de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés envisagées par la CRE ?**

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

**CLEEE**

Nous n'avons pas l'expertise de la CRE sur la prévision d'évolution du nombre de consommateurs. Nous sommes inquiets au vu des remontées "terrain" que nous percevons de voir un effet plus rapide qu'anticipé de l'abandon du gaz par les consommateurs tertiaires. Il pourrait amplifier les problématiques de ciseau tarifaire, d'où notre insistance à diminuer dès aujourd'hui les montants des revenus autorisés pour ne pas se trouver avec une situation insoluble au prochain ATR.

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Sans avis

**France Gaz**

France Gaz considère que la trajectoire prévisionnelle doit refléter les meilleures prévisions à date, afin de limiter au maximum les effets de rattrapage en fin de période.

En particulier, France Gaz attire l'attention sur le fait que retenir une trajectoire de consommation plus importante que celle que l'on peut raisonnablement anticiper aurait pour effet, toute chose égale par ailleurs, d'augmenter le niveau du CRCP qu'il faudra alors apurer sur la période tarifaire suivante.

**Gaz et Territoires**

Compte tenu de leur proximité avec le terrain et les acteurs locaux, Gaz et Territoires considère que les GRD estiment au mieux l'évolution du portefeuille clients sur leur territoire et que la trajectoire prévue par GRDF devrait être retenue.

**UPRIGAZ**

Non.

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

**GAZFIO SAS**

**Réponse confidentielle****SAS PCH**

On constate une baisse et non une évolution !

**CH4PROCESS**

Cohérent avec les scénarios prédictifs ADEME S3 et réseaux donc pas d'avis particulier.

**ENGIE**

Pas d'avis d'ENGIE.

**EDF**

Les hypothèses de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés retenues par la CRE doivent être cohérentes avec les objectifs fixés par les pouvoirs publics ce qui n'est pas le cas de la trajectoire envisagée par la CRE.

En outre, excepté pour l'année 2023 où l'inflation et l'augmentation des prix des énergies ont constitué les composantes majeures du solde du CRCP, EDF note que, les années précédentes, c'est la différence entre les recettes prévisionnelles tirées des quantités acheminées et les recettes perçues au titre des quantités réellement acheminées qui a fortement creusé le solde du CRCP. En effet, entre le 1er janvier 2020 et le 31 décembre 2023 (estimation CRE), le solde du CRCP a augmenté de 679 M€, dont 410 M€ proviennent d'une différence entre recettes prévisionnelles et réelles concernant les quantités acheminées (2020: +173 M€ ; 2021: -74 M€ ; 2022: +257 M€ ; 2023: +54 M€), soit 60% de l'augmentation du solde. Ainsi, la trajectoire de consommation de gaz acheminé retenue influence au premier ordre le solde du CRCP. Or, en envisageant une trajectoire supérieure à celle envisagée par la PPE, EDF considère que celle-ci comporte plus de risque d'aboutir sur un solde positif du CRCP que négatif conduisant à reporter des hausses de coût sur l'année suivante ou dans le pire des cas sur la période tarifaire suivante.

En conclusion, EDF ne partage donc pas l'analyse préliminaire de la CRE et considère que la trajectoire retenue devrait être plus basse que celle envisagée.

**ANODE**

Il est difficile de se prononcer sur ce point. Dans tous les cas, le risque volume est couvert à 100% par le tarif et sera in fine porté par les utilisateurs :

- soit *ex ante* à travers un niveau de tarif plus élevé,
- soit *ex post* à travers le CRCP.

**ENI**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Il est difficile de se prononcer sur ce point. Dans tous les cas, le risque volume est couvert à 100% par le tarif et sera in fine porté par les utilisateurs :

- soit *ex ante* à travers un niveau de tarif plus élevé,
- soit *ex post* à travers le CRCP.

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

#### **GRTgaz**

GRTgaz ne se prononce pas.

#### **GRDF**

GRDF rappelle que pour éviter des effets reports d'une période tarifaire à l'autre via le CRCP, comme c'est le cas en fin de période ATRD6, il est essentiel que les trajectoires prévisionnelles de nombre de clients et de volumes acheminés soient les plus centrées possibles compte tenu des données disponibles au moment de la délibération. Toute trajectoire qui s'avèrerait trop « optimiste » se traduirait de fait par des hausses de tarifs dans les années à venir (en fonction des modalités d'apurement du CRCP qui seront retenues pour l'ATRD7 (cf. question 10).

Or, comme évoqué sur la question 37 relative au montant du CRCP, GRDF constate un niveau de consommations corrigées du climat sur l'année 2023 très inférieure à sa prévision de début d'année qui a été prise en compte dans le dossier tarifaire (environ 244 TWh sur 12 mois glissants, au lieu de 258 TWh dans la demande tarifaire).

**Par conséquent, GRDF demande à la CRE de recalculer l'ensemble de la trajectoire ATRD7 en fonction de l'écart constaté sur l'année 2023 (environ -14 TWh annuel), sans quoi l'écart se retrouvera dans le CRCP ATRD7 à hauteur d'environ +100 M€/an, ce qui le saturerait directement (sauf si les mécanismes d'apurement sont revus pour dé plafonner la prise en compte des effets de portefeuille dans le calcul du k).**

#### **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.

#### **Autres acteurs**

##### **Particulier (anonyme)**

Le gaz va se développer car le prix de l'électricité va trop augmenter

##### **Particulier (anonyme)**

vosre volonté de voir les gens quitter le gaz pour l'électricité est une hérésie regardez les TWh de gaz brûlés pour fabriquer de l'électricité avec un taux de rendement de 70% et un effet joule dans la distribution des électrons !! juste un peu de bon sens, il est préférable de brûler du gaz pour ce chauffer que du charbon pour faire de l'électricité

**Particulier (anonyme)**

Au-delà des éléments factuels présentés (efficacité énergétique, conversion vers l'électricité...), l'équation est la suivante :

A partir du moment où les parts fixe et variable sont à 100% prise en compte au CRCP, l'opérateur d'un point de vue (qui n'est pas nécessairement le sien) purement prudentiel, a intérêt à avoir la trajectoire la plus basse possible car il maximise l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> Juillet 2024, quitte ensuite à reverser au tarif le trop -perçu : 1€ aujourd'hui vaut plus qu'un 1€ perçu postérieurement.

**FCE CFDT**

Au vu du projet gouvernemental de hausse des PAC et de la mise en place de la RE2020, ajouter à la prime renov' la CFDT ne comprend pas les estimations de la CRE. Nous risquons d'avoir un CRCP encore trop important.

**Chambre d'agriculture**

CdA France est opposée à la limitation des investissements en matière de recherche et développement envisagée par la CRE.

La filière gaz renouvelables est une filière composée de producteurs de plus ou moins grande taille, pour un grand nombre agriculteurs qui n'ont pas tous les ressources, ni les capacités de coordination, pour réaliser des études nécessaires à l'optimisation du processus de production de gaz renouvelables ou à l'analyse des impacts environnementaux, sociétaux ou économiques de la production. Or les études menées depuis 2018 ont permis d'objectiver les externalités de la méthanisation dans les territoires. Ces études sont indispensables non seulement pour la compétitivité des exploitations mais également pour favoriser l'acceptabilité de ces projets de territoires qui favorisent l'économie circulaire. Ces études ont pu porter sur des sujets divers comme les CIVE et le digestat d'un point de vue agronomique, le bioCO<sub>2</sub>, les émissions fugitives et l'ACV du biométhane d'un point de vue procédé industriel.

GRDF par sa position centrale de gestionnaire de réseau doit pouvoir continuer à catalyser les ressources nécessaires en termes de recherche et de développement aux côtés des parties prenantes de la filière.

Il est donc primordial que le montant des investissements nécessaire au développement des filières de production de gaz renouvelables, qui ne représente d'ailleurs que 0,6 % de son chiffre d'affaires soit maintenu.

**Question 41 : Avez-vous des remarques concernant les options de lissage du revenu autorisé de GRDF envisagées par la CRE ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

L'introduction du terme de lissage ne changera pas beaucoup la réalité de la hausse pour les contributeurs

**Associations professionnelles****CAPEB**

Pas de remarques

**France Gaz**

La proposition de lisser la hausse sur la période tarifaire permettrait dans une certaine mesure d'atténuer l'augmentation de la facture en début de période tarifaire et de limiter l'impact financier pour les fournisseurs engagés dans des offres à prix fixe.

Elle aurait toutefois comme corollaire de reporter pour les années à venir de futures hausses relativement importantes tout en retardant la couverture du manque à gagner supporté par GRDF.

Sans se prononcer sur les deux options envisagées par la CRE, France Gaz relève qu'en tout état de cause elles ne diffèrent que marginalement l'une de l'autre compte tenu des paramètres retenus.

**Gaz et Territoires**

Compte tenu du faible écart entre les 2 scénarios sur la marche initiale, Gaz et Territoires privilégie l'option avec un X fixé à zéro, qui est celle proposée par GRDF.

De plus, Gaz et Territoires tient à rappeler que dans les réponses apportées à la consultation publique du 7 octobre 2021 portant sur la fixation des tarifs ATRD6 des ELD, le lissage tarifaire avait été fortement critiqué voire remis en cause, considérant qu'il entraîne un écart entre le niveau des recettes et le niveau du revenu autorisé en fin de période tarifaire.

En effet, une évolution tarifaire lissée (à la hausse ou à la baisse) pose des difficultés importantes, du fait d'un tarif en fin de période qui ne reflète pas du tout l'équilibre entre les charges et les recettes. Certaines situations pourraient alors se révéler très préjudiciables en conduisant à de fortes variations de tarif d'une période à l'autre, uniquement du fait du dispositif de lissage et de l'apurement du solde du CRCP de fin de période, puisqu'il conviendra, indépendamment de toute autre variation, de recalculer lors du changement de période tarifaire, les recettes sur le nouveau revenu autorisé.

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ est favorable à un lissage du revenu autorisé, tel que l'envisage la CRE. Ce lissage pourrait offrir aux fournisseurs une meilleure visibilité pour répercuter les hausses de tarifs de distribution dans leurs offres commerciales.

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

Pas de remarques

**SAS PCH**

aucunes

**CH4PROCESS**

Une préférence pour le premier mode de calcul avec +30% à juillet 2024 et une évolution limitée à la seule inflation ensuite.

**ENGIE**

ENGIE est favorable à l'option alternative de lissage proposée par la CRE permettant un lissage de forme «  $Z = IPC + X + k$  » avec un coefficient X qui correspondrait à l'effet de la baisse annuelle moyenne de la consommation et du nombre de consommateurs pendant le tarif ATRD7 (coefficient X à +1,9% avec les hypothèses illustratives de la consultation publique).

ENGIE appelle cependant l'attention de la CRE sur la nécessité de respecter le rythme de hausse dans l'application de cette méthode sur la prochaine période tarifaire afin d'éviter de générer un nouveau retard de CRCP à couvrir en fin d'ATRD7.

**EDF**

EDF a une préférence pour l'option 2. En effet, celle-ci a l'avantage de lisser un peu plus la hausse de tarif en début de période pour le consommateur sans conduire à des hausses trop conséquentes en cours de période tarifaire. De plus, elle permet d'aboutir à un tarif plus élevé en fin de période d'ATRD7 ce qui présente l'avantage, dans un contexte de hausse attendue des coûts unitaires, de réduire le risque de devoir procéder à une hausse tarifaire importante entre l'ATRD7 et l'ATRD8.

**ANODE**

Le niveau de la hausse est tellement important qu'il est difficile de se prononcer sur ce point.

Pour rappel l'ATRD peut peser jusqu'à 1/3 de la facture d'un consommateur final, en fonction du prix de la molécule. Les conséquences pour les consommateurs seront donc extrêmement violentes, en particulier au regard de toutes les hausses à venir.

**ENI**

Le niveau de la hausse est tellement important qu'il est difficile de se prononcer sur ce point.

Pour rappel l'ATRD peut peser jusqu'à 1/3 de la facture d'un consommateur final, en fonction du prix de la molécule. Les conséquences pour les consommateurs seront donc extrêmement violentes, en particulier au regard de toutes les hausses à venir.

**TotalEnergies Electricite et Gaz FranceGF**

Non.

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

GRTgaz considère préférable de procéder à une « marche tarifaire » entre l'ATRD6 et l'ATRD7 permettant ensuite des évolutions tarifaires limitées en cours de période ATRD7. 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.

**GRDF**

GRDF est favorable à un revenu autorisé non-lissé ( $X=0$ ), qui permet d'apurer au plus vite les effets de report issus de la période ATRD6.

Un lissage accroîtrait encore l'écart entre revenu autorisé et chiffres d'affaires et contribuerait à recréer un effet de marche initiale importante sur ATRD8.

**Enedis**

L'objectif principal est de minimiser les écarts entre les charges et les recettes annuelles via le tarif.

Cet objectif doit être regardé sur la période tarifaire de quatre ans mais aussi pour chacune des années.

Si un lissage génère trop d'écart entre les recettes et les charges la dernière année d'une période tarifaire, il y aura une marche à la hausse ou à la baisse importante en entrée de période tarifaire suivante.

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)**

Il faut minimiser les hausses pour les consommateurs particuliers en cette période d'inflation galopante

**Particulier (anonyme)**

faut résorber la marche du CRCP en début de période tarifaire

**Particulier (anonyme)**

oui

**Particulier (anonyme)**



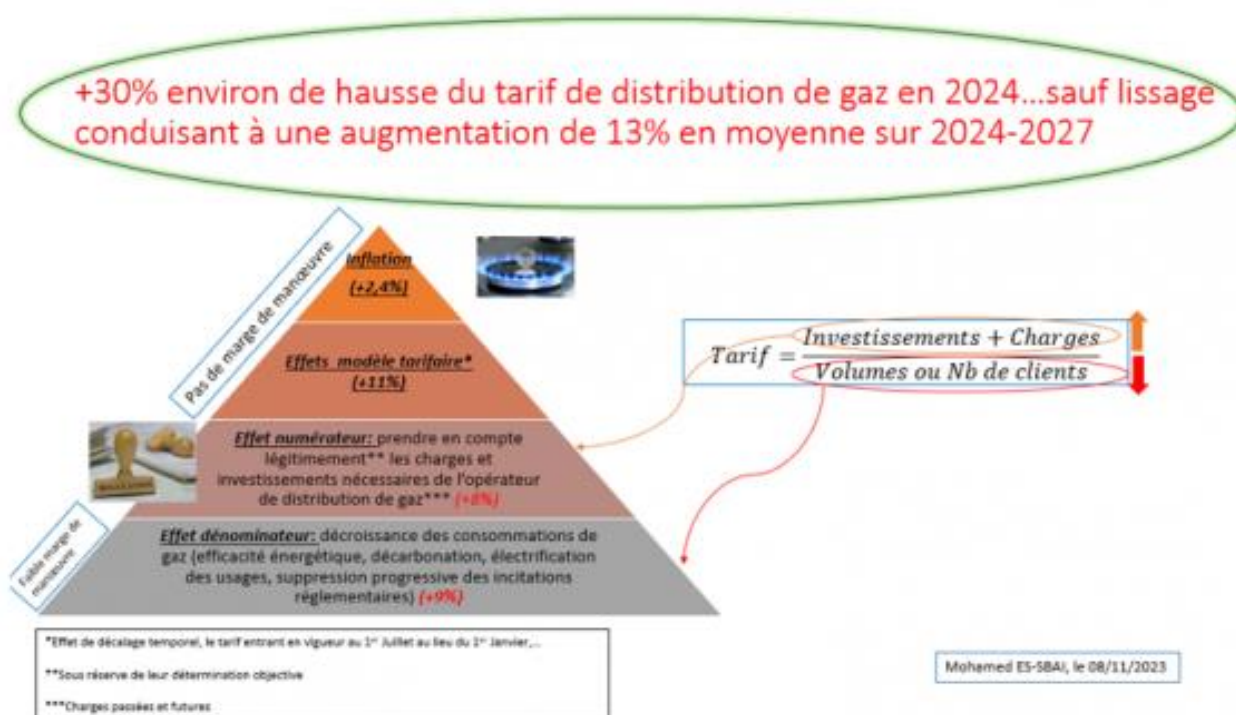
## VERBATIM

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Vu le revenu autorisé ex post prévisionnel 2023 renseigné dans la présente consultation, les trajectoires clients/volumes envisagées et le revenu autorisé médian 2024-2027 et les trajectoires d'inflation, il est possible d'envisager un lissage avec un facteur X=11% environ conduisant à une évolution annuelle moyenne de 13%/an.

Une hausse de +30% peut s'entendre du point de vue de l'opérateur et son actionnaire, de façon légitime. Néanmoins, l'alimentation de l'inflation, le freinage de la demande qui est un moteur essentiel de la croissance française, ainsi que la préservation du pouvoir d'achat des plus modestes déjà précarisés par la baisse de leur salaire réel, justifie un lissage optimal.

Du reste, en agréant dans la hausse des charges, celles issues du CRCP au 31/12/2023, il vient un schéma récapitulatif rationalisant la hausse de 30% en marche initiale :



### FCE CFDT

Pas de commentaire de la CFDT

### FNME CGT

La FNME CGT privilégie la seconde option proposée par la CRE consistant à limiter la hausse au 1<sup>er</sup> juillet 2024 et d'intégrer dans les évolutions annuelles un coefficient permettant de tenir compte de la baisse annuelle des consommations. Un tel choix modère en effet



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

(même si c'est de manière marginale) l'amplitude du saut tarifaire à prévoir entre les périodes ATRD6 et ATRD7, offrant plus de stabilité aux usagers.

**Question 42 : Êtes-vous favorable aux modalités d'évolution du terme Rf envisagées par la CRE ?**

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

**CLEEE**

Ni favorable, ni défavorable

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**France Gaz**

Favorable

France Gaz est favorable aux modalités d'évolution du terme Rf.

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**Gaz et Territoires**

Favorable

Gaz et Territoires n'y est pas opposé.

Toutefois, eu égard aux efforts de productivité importants demandés à GRDF et à la forte augmentation tarifaire à venir pour les consommateurs, nous nous interrogeons sur le maintien de la rémunération des fournisseurs en euros constants telle que proposé par la CRE. Il nous semble que cette proposition revient in fine à considérer qu'aucun gain de productivité ne peut être réalisée par les fournisseurs dans l'activité de gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ n'a pas d'objection sur les modalités d'évolution du terme Rf envisagé par la CRE.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**SDE22**

**Réponse confidentielle**

**territoire d'énergie orne**

Ni favorable, ni défavorable

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

**GAZFIO SAS**

**Réponse confidentielle**

**SAS PCH**

Favorable

**CH4PROCESS**

Ni favorable, ni défavorable

**ENGIE**

Favorable

L'évolution tarifaire apparaît cohérente au regard de la tendance prévisionnelle de l'inflation. Une clause de révision paraîtrait pertinente dans le cas d'une inflation complètement décorrélée de la prévision inscrite dans cette consultation.

**EDF**

Favorable

EDF est favorable aux modalités d'évolution du paramètre Rf envisagées par la CRE, en cohérence avec les deux délibérations suivantes :

- La délibération de la CRE du 26 octobre 2017 qui a eu pour conséquence d'augmenter, à compter du 1er janvier 2018, la composante annuelle de gestion d'un montant Rf pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de la clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.
- La délibération du 23 janvier 2020 qui prévoit que la contrepartie financière versée par GRDF aux fournisseurs, évolue chaque année de l'inflation, à compter du 1er août 2020.

**ANODE**

Oui, même si ce terme ne permet pas de couvrir les coûts de gestion des fournisseurs.

**ENI**

Oui, même si ce terme ne permet pas de couvrir les coûts de gestion des fournisseurs.

**TotalEnergies Electricite et Gaz France**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

TEEGF regrette que la rémunération du fournisseur ne connaisse pas d'évolution, malgré l'augmentation des tâches de gestion confiées par le GRD. TEEGF souhaiterait à minima une indexation sur l'inflation.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRTgaz**

Ni favorable, ni défavorable

GRTgaz ne se prononce pas.

**GRDF**

Favorable

GRDF est favorable aux modalités d'évolution du terme Rf, dans la continuité d'ATRD6.

**Autres acteurs**

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Ni favorable, ni défavorable

**Jérôme BTP**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Ni favorable, ni défavorable

Il n'y a pas d'inconvénient à garder une indexation sur l'inflation selon les modalités introduites à l'ATRD6. Néanmoins, le fait que le terme Rf génère des recettes nettes (Délibération n° 2023-123 du 10 mai 2023) interroge.

**FCE CFDT**

Favorable

La CFDT est favorable

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**STRUCTURE TARIFAIRE**

**Question 43 : Partagez-vous les enjeux identifiés par la CRE en termes de structure du tarif de distribution de gaz ?**

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

**CLEEE**

Oui

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Sans avis

**France Gaz**

Oui

France Gaz partage les enjeux identifiés par la CRE en termes de structure de l'ATRD.

**SYNASAV**

Sans avis

**Gaz et Territoires**

Oui

Gaz et Territoires partage globalement les enjeux identifiés par la CRE en termes de structure du tarif de distribution de gaz, et notamment ceux concernant les consommateurs dits « appoint-secours » et les consommateurs ayant des niveaux de consommation et des utilisations diverses au sein de l'option tarifaire T2. Nous avons d'ailleurs transmis notre contribution à la CRE à ce propos, à la suite de l'atelier qui a eu lieu le 22 février 2023.

D'une manière générale, Gaz et Territoires souhaite insister sur le poids significatif que doit représenter la part fixe du tarif eu égard à la baisse des volumes projetés et à la structure de coûts des distributeurs essentiellement constituée de coûts fixes.

Les ELD gazières sont par ailleurs conscientes de l'attention particulière qui doit être portée aux évolutions induites sur le montant des factures des consommateurs. Toutefois, il ne semble pas incohérent que les clients ayant bénéficié d'une tarification très favorable au regard de leurs coûts pour le réseau, et ce depuis de nombreuses années, voient leur

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

facture d'acheminement augmenter significativement suite à l'introduction de nouvelles dispositions.

### **UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ ne peut que souscrire à une structure du tarif de distribution simple et lisible avec des évolutions limitées et justifiées uniquement si ces évolutions apportent une forte valeur ajoutée et envoient des signaux opportuns aux utilisateurs.

Les enjeux identifiés par la CRE, notamment ceux induits par des consommateurs qui engendrent des coûts de dimensionnement des réseaux élevés nous paraissent pertinents.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **FNCRR**

Réponse confidentielle

#### **territoire d'énergie orne**

Oui

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

#### **SAS PCH**

Oui

#### **CH4PROCESS**

Oui

Oui, en particulier sur la nécessité d'une "structure du tarif de distribution simple et lisible" !

#### **ENGIE**

Oui

ENGIE partage les enjeux exposés par la CRE en termes de structure tarifaire. Cette structure du tarif de distribution doit être simple et lisible avec des évolutions limitées et justifiées uniquement si ces changements apportent une forte valeur ajoutée et envoient des signaux opportuns aux utilisateurs.

#### **EDF**

Oui

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Le secteur gazier devrait connaître d'importantes évolutions au cours des années à venir que ce soit sous l'effet de la sobriété énergétique que de l'efficacité énergétique ou l'électrification de certains usages. Ainsi, il est probable que la structure tarifaire soit amenée à évoluer également afin que chaque catégorie de consommateurs supporte les coûts qu'elle engendre. Il faut néanmoins être vigilant à la complexité et aux coûts engendrés par rapport aux bénéfices attendus.

### **ANODE**

Sur l'introduction d'un terme de débit normalisé

Nous partageons la remarque de la CRE sur le fait que les utilisateurs du réseau de gaz pour un appoint ou un secours génèrent des coûts de dimensionnement et de maintenance élevés, non couverts par la tarification sur le volume.

Néanmoins, il ne nous semble pas judicieux d'introduire un terme de débit sur le réseau de distribution qui s'appliquerait uniformément à l'ensemble des consommateurs T1 à T3. L'introduction de ce terme génèrera des coûts SI pour GRDF et l'ensemble des fournisseurs, alors que la volumétrie de clients concernés à date est relativement faible.

Ce nouveau terme sera également une source de complexité importante pour les fournisseurs comme pour les consommateurs, dans la mesure où il s'appuie sur des éléments techniques nouveaux et très peu maîtrisés par les fournisseurs et les consommateurs. Par ailleurs, ce nouveau terme pourrait s'appliquer à des clients qui réduise le nombre de leurs équipements alimentés en gaz et donc leur consommation de gaz naturel, alors même qu'ils y sont incités par les pouvoirs publics<sup>2</sup>. Nous notons que les plus gros consommateurs pourraient payer un terme moindre. Sur ce point, il est essentiel que la CRE n'introduise pas, par mégarde, de subvention croisée au bénéfice des plus grands consommateurs de gaz.

Sur l'abaissement du seuil

Avec un passage à 50 MWh, beaucoup de consommateurs particuliers se retrouveront dans la tranche T3, alors que l'objectif initial de ce découpage était d'avoir une tranche T2 dédiée aux particuliers.

Pour ces raisons, nous ne sommes pas favorables à cette évolution. Si elle devait être mise en oeuvre, nous préconisons le passage à un seuil de 100 MWh/an.

Temps de développement

Dans le cas où la structure tarifaire évoluerait avec ces deux nouveaux éléments structurants, il faut que la CRE prévoie un temps de développement suffisant pour permettre la mise à jour des logiciels et l'intégration des flux dans les systèmes d'information des fournisseurs.

A cet égard, nous estimons qu'au minimum deux années pleines d'anticipation sont nécessaires pour implémenter de telles évolutions. Par ailleurs, il faut prendre en compte les retards importants pris par les fournisseurs sur leurs évolutions SI en raison de la priorisation, pendant la crise, des dispositifs réglementaires d'aide aux consommateurs. Dans ces conditions, les roadmaps SI des fournisseurs sont extrêmement chargées pour les 2 prochaines années. Si ces évolutions étaient décidées, nous demandons qu'elles soient annoncées et travaillées pendant la période ATRD 7 pour une mise en oeuvre uniquement pour l'ATRD 8.

Il est aussi important que la CRE questionne l'introduction de coûts échoués pour les fournisseurs avec ces développements SI.

### **ENI**

Sur l'introduction d'un terme de débit normalisé

Nous partageons la remarque de la CRE sur le fait que les utilisateurs du réseau de gaz pour un appoint ou un secours génèrent des coûts de dimensionnement et de maintenance élevés, non couverts par la tarification sur le volume.

Néanmoins, il ne nous semble pas judicieux d'introduire un terme de débit sur le réseau de distribution qui s'appliquerait uniformément à l'ensemble des consommateurs T1 à T3. L'introduction de ce terme génèrera des coûts SI pour GRDF et l'ensemble des fournisseurs, alors que la volumétrie de clients concernés à date est relativement faible.

Ce nouveau terme sera également une source de complexité importante pour les fournisseurs comme pour les consommateurs, dans la mesure où il s'appuie sur des éléments techniques nouveaux et très peu maîtrisés par les fournisseurs et les consommateurs. Par ailleurs, ce nouveau terme pourrait s'appliquer à des clients qui réduise le nombre de leurs équipements alimentés en gaz et donc leur consommation de gaz naturel, alors même qu'ils y sont incités par les pouvoirs publics.

Sur l'abaissement du seuil

Avec un passage à 50 MWh, beaucoup de consommateurs particuliers se retrouveront dans la tranche T3, alors que l'objectif initial de ce découpage était d'avoir une tranche T2 dédiée aux particuliers.

Pour ces raisons, nous ne sommes pas favorables à cette évolution. Si elle devait être mise en oeuvre, nous préconisons le passage à un seuil de 100 MWh/an.

Temps de développement

Nous rappelons que nous sommes défavorables aux évolutions en structure proposées par GRDF. Toutefois, dans le cas où la CRE déciderait de faire évoluer la structure tarifaire avec ces deux nouveaux éléments structurants, elle devra prévoir un temps de développement suffisant pour permettre la mise à jour des logiciels et l'intégration des flux dans les SI des fournisseurs.

A cet égard, nous estimons qu'au minimum deux années pleines d'anticipation sont nécessaires pour implémenter de telles évolutions. Par ailleurs, il faut prendre en compte les retards importants pris par les fournisseurs sur leurs évolutions SI en raison de la priorisation, pendant la crise, des dispositifs réglementaires d'aide aux consommateurs. Dans ces conditions, les roadmaps SI des fournisseurs sont extrêmement chargées pour les 2 prochaines années. Si ces évolutions étaient décidées, nous demandons qu'elles soient annoncées et travaillées pendant la période ATRD 7 pour une mise en oeuvre uniquement pour l'ATRD 8.

Il est aussi important que la CRE questionne l'introduction de coûts échoués pour les fournisseurs avec ces développements SI.

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

### **GRTgaz**

**Oui**

GRTgaz partage les enjeux identifiés par la CRE.

### **GRDF**

**Oui**

GRDF partage les enjeux identifiés par la CRE en matière de structure du tarif de distribution de gaz.

La structure tarifaire de distribution a très peu évolué depuis la mise en œuvre du tarif d'acheminement. Or les usages et comportements des consommateurs se sont fortement modifiés, et les perspectives à long-terme du rôle des infrastructures gazières nécessitent dès à présent d'introduire des mécanismes permettant de préparer l'avenir, et notamment de rendre le tarif d'acheminement sur le réseau de distribution plus capacitaire, afin de garantir la couverture des coûts en cohérence avec leur allocation en fonction des usages. De même, la dynamique de l'injection des gaz renouvelables et bas carbone nécessite d'adapter le timbre d'injection introduit sur la période ATRD6, afin que ces nouveaux utilisateurs du réseau supportent la part de coûts correspondant aux services rendus par le réseau dont ils bénéficient.

Ainsi, GRDF se félicite que la CRE reprenne dans sa consultation publique les principes proposés par GRDF dans sa demande, même si certains paramètres nécessitent encore d'être ajustés.

Enfin, dans la mesure où ces évolutions n'entreront en vigueur qu'au 1er juillet 2026, concomitamment au tarif ATRD7 des ELD, cela permettra à GRDF d'accompagner l'ensemble des parties prenantes concernées (clients et fournisseurs) dans la mise en œuvre progressive de ces évolutions de structure.

### **Enedis**

Enedis partage l'analyse de la CRE selon laquelle le réseau de distribution aura un rôle plus assurantiel pour une part importante des consommateurs (arbitrages entre énergies, autoconsommation

notamment). Une part importante des coûts des opérateurs de réseau étant des coûts indépendants des volumes soutirés sur le réseau, la structure du tarif doit refléter au mieux cette structure afin de permettre de refléter dans les tarifs les coûts générés par chaque catégorie d'utilisateurs. Dans le cas contraire, cela générerait des subventions croisées entre catégories d'utilisateurs du réseau.

Au cours des trois dernières années, les baisses des volumes soutirés du réseau (conséquences de la crise sanitaire, des efforts de sobriété et des effets climatiques) ont eu pour conséquence une baisse du chiffre d'affaires supérieure à la baisse des coûts (malgré la forte hausse des coûts d'énergie pour les opérateurs de réseau). Cet écart est compensé par le CRCP.

Il est important de faire évoluer la structure du tarif pour éviter que ces effets structurels se propagent sur plusieurs années.



**Autres acteurs**

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Jérôme BTP**

Sans avis

**Particulier (anonyme)**

Oui

**FCE CFDT**

Oui

La CFDT partage

**AgroParisTech**

Sans avis

**FNME CGT**

La FNME CGT partage les enjeux identifiés par la CRE concernant l'adaptation de la structure tarifaire à l'évolution du schéma de desserte consécutive au développement de la filière des gaz renouvelables et la croissance de l'usage appoint-secours, tout en veillant à maintenir la simplicité et la lisibilité du tarif.

**Question 44 : Partagez-vous les enjeux identifiés concernant la tarification des usages appoint-secours du réseau de distribution ?**

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

**CLEEE**

Oui

Le CLEEE partage globalement la nécessité de l'introduction du terme de débit.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Il y a cependant dans les études de sensibilité menées entre la CRE et le CLEEE le cas spécifique des usagers de l'agro-alimentaire, qui ne doivent pas représenter la grande majorité des usages d'appoint pour lesquels la facture pourrait être **trop forte**.

A terme le CLEEE souhaiterait un terme de débit **différencié** entre les utilisateurs industriels et les autres utilisateurs du réseau. Le CLEEE est très préoccupé par la première proposition émise par GRDF qui aurait mené le terme de débit à 12 (rappelons : la proposition CRE est à 4). Ce terme de 4 augmentait déjà pour certains utilisateurs la part acheminement de plus de 50%. Or l'Agro-alimentaire a réellement besoin dans un contexte de potentiel rationnement du gaz en période de pénurie de pouvoir jongler avec d'autres sources énergétiques et ne pourra pas au péril de sa rentabilité se permettre de se passer de gaz.

### **Associations professionnelles**

#### **CAPEB**

Sans avis

#### **France Gaz**

Oui

France Gaz partage les enjeux identifiés et considère pertinent d'introduire un terme capacitaire de sorte à ce que les clients ayant des usages appoint-secours contribuent au financement des réseaux à hauteur des coûts qu'ils génèrent.

#### **SYNASAV**

Sans avis

#### **Gaz et Territoires**

Oui

Gaz et Territoires partage complètement les enjeux identifiés par la CRE concernant la tarification des usages appoint-secours du réseau de distribution. Il nous semble en effet important que chaque utilisateur contribue à la hauteur de ce qu'il coûte au réseau de distribution. Or nous constatons depuis de nombreuses années que ceci n'est pas le cas pour les clients ayant un usage du gaz en appoint-secours.

#### **UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ considère que les consommateurs qui ne recourent au gaz que pour se protéger contre des prix élevés de l'électricité dans certaines périodes ou contre des réductions de fourniture électrique à certains moments, et qui nécessitent un dimensionnement important des réseaux de distribution pour satisfaire leurs besoins doivent assumer le coût de ces usages « *appoint-secours* » pour le réseau gazier. Le terme de débit pour ces consommateurs devrait être fixé en conséquence.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Pour l'UPRIGAZ, l'utilisation du compteur et les caractéristiques qui l'accompagnent ne sauraient constituer une référence pertinente de la consommation de pointe attachée à un client.

L'UPRIGAZ suggère que le client souscrive lui-même la capacité dont il souhaite disposer.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **FNCRR**

**Réponse confidentielle**

#### **territoire d'énergie orne**

Oui

Le Te61 partage ces enjeux liés à la croissance du nombre d'utilisateurs « appoint-secours » (faire supporter à ce type d'utilisateurs les coûts qu'ils génèrent, dimensionner le réseau au mieux).

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

#### **SAS PCH**

Oui

#### **CH4PROCESS**

Oui

#### **ENGIE**

Oui

ENGIE partage les enjeux identifiés par la CRE et GRDF concernant la tarification des usages appoint-secours du réseau de distribution. La structure du tarif de distribution, composée d'un terme fixe et d'un terme variable fonction de la consommation, ne reflète pas intrinsèquement la structure des coûts de construction, exploitation et maintenance d'un réseau (principalement des coûts fixes qui dépendent du dimensionnement du réseau). Dans le cas d'un usage régulier du gaz naturel, cette structure permet de répartir les coûts du réseau sur les clients en fonction de leurs besoins et usages. En revanche, dans le cas d'une utilisation d'appoint (très peu de jours de consommation dans l'année avec un fort débit) ou de secours (potentiellement aucune consommation dans l'année mais la possibilité d'activer cette option), cette structure n'est pas satisfaisante si elle n'est pas complétée d'un terme de capacité.

Ce terme de capacité reflète alors la valeur assurantielle du raccordement à un réseau : une option qui sera ensuite plus ou moins utilisée par le client en question. Sans ce terme de capacité, les clients ayant un usage d'appoint ou de secours du gaz naturel ne paient pas

le juste coût de cette option et les coûts du réseau reposent essentiellement sur les autres clients (phénomène de passager clandestin). ENGIE comprend que le cas de figure apparaît de façon croissante à mesure que de nombreux clients choisissent d'autres sources d'énergie (par exemple les réseaux de chaleur qui décarbonent leur mix par la consommation de biomasse ou de chaleur fatale) mais gardent un besoin important de consommation de gaz naturel ponctuellement (lors de la pointe de froid dans l'exemple des réseaux de chaleur). Il est vertueux que ces clients puissent utiliser un mix énergétique complet, avec la meilleure énergie au meilleur moment (le gaz étant l'énergie qui apporte la capacité de stockage et de forte puissance) ; mais il est également nécessaire que le juste prix en soit payé par ces clients, dans un souci de pérennité du modèle économique du système énergétique global.

### **EDF**

#### **Non**

EDF est favorable à ce que chaque catégorie de consommateurs supporte les coûts selon son profil d'utilisation qu'elle occasionne. Cependant, au regard du nombre de sites identifiés ayant un usage « appoint-secours » (3245 sites pour un peu plus de 11 millions de clients), si l'objectif de cette évolution est seulement de « traiter » ces sites, EDF s'interroge sur sa pertinence économique. En particulier, il serait intéressant de comparer les coûts subis par GRDF pour gérer ces clients aux coûts de développement SI pour les fournisseurs et de changement de compteurs qu'implique la mise en œuvre cette évolution. En revanche, si l'objectif du terme de débit est d'introduire plus de fixité du tarif à long-terme en raison d'une modification des usages gaz, cette proposition pourrait s'avérer intéressante. Dans ce cas, il aurait fallu toutefois détailler et chiffrer cette proposition pour pouvoir se prononcer.

Si la mesure devait être mise en œuvre dans le but de traiter les sites « appoint-secours » :

- Celle-ci ne devrait concerner que les T3 et exclure les T1 et T2, et ce d'autant plus si le seuil entre T2 et T3 est abaissé. De plus, la CRE indique que le terme de débit « *s'appliquera essentiellement aux usages industriels dont la CAR standard correspond à une option tarifaire T3* » et envisage par conséquent, de reporter « *ce gain de recettes sur les parts fixes et variables de l'option T3* ».

- La date envisagée du 1<sup>er</sup> juillet 2026 est acceptable pour effectuer les développements SI, sous condition que la décision soit prise au moins un an avant cette date.

Par ailleurs, « GRDF indique qu'il procèdera gratuitement au remplacement du compteur dans 95% des cas (régime de concession). ». Le client ne payant rien directement, ces coûts seront couverts par l'ATRD et par l'ensemble des clients mis à contribution.

### **ANODE**

Voir réponse à la question 46.

### **ENI**

Voir réponse à la question 46.

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

Oui

GRTgaz est favorable à ce que la structure tarifaire reflète au mieux les coûts de dimensionnement et de maintenance du réseau engendrés par les différentes catégories de clients.

**GRDF**

Oui

GRDF partage les enjeux identifiés par la CRE concernant la tarification des usages appoint-secours du réseau de distribution. GRDF rappelle ici que la juste tarification des usages appoint-secours permettra d'une part de respecter le principe de couverture des coûts de GRDF en étant représentatif du service rendu au client, conformément à l'esprit du code de l'énergie, et d'autre part d'éviter les reports de coûts sur les autres consommateurs, notamment sur les ménages et les professionnels qui n'ont pas les mêmes possibilités de substitution du gaz.

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Oui

faut répartir le coût du réseau en fonction de l'investissement réalisé par le distributeur. réserver de la puissance à un coût !

**Particulier (anonyme)**

Oui

**Particulier (anonyme)**

Sans avis

**FCE CFDT**

Oui

La CFDT partage

**AgroParisTech**

Sans avis

**Particulier (anonyme)**

Sans avis

**FNME CGT**

La FNME CGT est favorable à l'évolution de tarification des usages appoint-secours afin de s'adapter à l'évolution du rôle des réseau qui devient plus assurantiel qu'auparavant et de respecter le principe tarifaire selon lequel chaque catégorie d'utilisateurs doit s'acquitter d'un tarif reflétant les coûts de réseau qu'elle génère.

**Question 45 : Avez-vous des remarques concernant le niveau de seuil proposé par GRDF, afin de ne pas viser l'ensemble des clients par l'introduction d'un terme de débit ?**

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

**CLEEE**

Nous partageons l'avis de ne pas appliquer le terme de débit secours aux clients du réseau des tarifs T4 et TP qui paient déjà une CJL dans leur tarif.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**FNCRR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Le seuil à 40 Nm<sup>3</sup>/h proposé par GRDF pour l'introduction du nouveau terme tarifaire correspond au compteur dit industriel, il semble adapté dans le cas d'espèce.

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Pas de remarques

**France Gaz**

France Gaz considère pertinent de viser l'ensemble des clients ayant des usages appoint/secours, et donc d'appliquer le terme sur les options T1 à T3.

**Gaz et Territoires**

Le seuil proposé nous semble adapté, et ceci à la fois pour une question de volumétrie et de typologie de clients. En effet, nous observons au sein de nos portefeuilles que certaines consommations sont atypiques dès le calibre de compteur G25.

**UPRIGAZ**

cf. réponse à la question 44.

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

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

aucunes

**CH4PROCESS**

L'introduction d'un nouveau terme tarifaire, surtout calculé avec une formule qui utilise déjà un autre terme tarifaire, et dont le nom (débit normalisé) veut dire autre chose pour les ingénieurs travaillant dans le gaz, n'est pas vraiment une preuve de volonté de simplification et de facilité de lecture/compréhension !

Clairement, l'ajout d'un seuil paraît opportun pour garder un tarif simple auprès des petits consommateurs et car l'action cible en priorité les acteurs appoint-secours (gros consommateurs ponctuels).

Reste à voir à quoi servirait vraiment ce nouveau terme tarifaire et qui il impacte : est-ce que l'ajout de complexité répond à l'enjeu ?

N'est-il pas possible de faire avec des outils et termes de facturation déjà existants? par exemple une logique de part de souscription comme pour les T4 et ne l'appliquer en plus que pour les T3 ?

**ENGIE**

Le terme de débit, similaire à un terme à la capacité, s'appliquerait aux options T1, T2 et T3, en fonction du débit de leur compteur et avec un seuil en-dessous duquel aucun terme de débit ne sera facturé. Les clients en option T3 seraient les clients principalement concernés avec le seuil proposé par GRDF. ENGIE est favorable à ce seuil de 40 Nm<sup>3</sup>/h qui devrait éviter l'application du terme de débit aux clients gaz « Particuliers ».

ENGIE souligne néanmoins que l'existence toujours activable du terme de débit pour quelques clients T1 et T2 contraindra tout de même les fournisseurs à des développements SI sur l'ensemble des options tarifaires.

Ce nouveau terme de débit ajoutera par ailleurs de la complexité à la lecture de la facture du client.

**EDF**

Si cette évolution devait être mise en œuvre, EDF est favorable avec le seuil envisagé. En effet, celui-ci exclut la quasi-totalité des particuliers et des petits professionnels.

**ANODE**

Voir réponse à la question 43.

Nous souscrivons au fait que chaque catégorie de consommateurs doit supporter les coûts qu'elle occasionne pour le réseau. Mais l'introduction du terme de débit est beaucoup trop complexe à mettre en œuvre pour seulement quelques sites, il suppose :

- des développements SI importants par les GRD et les fournisseurs ;
- d'appliquer une formule qui tend à réduire la proportionnalité entre : le coût payé par les consommateurs finals et leur consommation de gaz. Ce rapport contre-intuitif pour les consommateurs demandera aux fournisseurs des efforts de pédagogie importants.
- d'anticiper les difficultés d'accès à des données complexes (pression et débit) alors que les remontées sur les données de consommation ne sont pas bien effectuées : manque de données et données non fiables.

**ENI**

Voir réponse à la question 43.

Nous souscrivons au fait que chaque catégorie de consommateurs doit supporter les coûts qu'elle occasionne pour le réseau. Mais l'introduction du terme de débit est beaucoup trop complexe à mettre en œuvre pour seulement quelques sites, il suppose :

- des développements SI importants par les GRD et les fournisseurs ;
- d'appliquer une formule qui tend à réduire la proportionnalité entre : le coût payé par les consommateurs finals et leur consommation de gaz. Ce rapport contre-intuitif pour les consommateurs demandera aux fournisseurs des efforts de pédagogie importants.
- d'anticiper les difficultés d'accès à des données complexes (pression et débit) alors que les remontées sur les données de consommation ne sont pas bien effectuées : manque de données et données non fiables.

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

GRTgaz ne se prononce pas.

**GRDF**

GRDF rappelle que le seuil envisagé permet d'éviter que ce terme s'applique aux clients résidentiels de GRDF. Le niveau de seuil proposé par GRDF de 40 Nm<sup>3</sup>/h correspond en effet au seuil d'apparition d'un usage industriel du gaz. Avec ce seuil, environ 125 000 PCE



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

seraient concernés par le terme de débit. Positionner le seuil à un niveau plus élevé réduirait encore davantage la part de recettes recouvrée via ce nouveau terme et son intérêt, alors que la proposition actuelle de la CRE est déjà très minimaliste à ce sujet (cf. question 46).

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

oui mais peut-être à affiner

#### **Particulier (anonyme)**

La question n'est pas tant de savoir si le seuil est pertinent que l'opportunité de son application aux tranches T1-T2.

#### **FCE CFDT**

pas de commentaire de la CFDT

#### **FNME CGT**

La FNME CGT est en accord avec la proposition de GRDF visant à restreindre l'introduction d'un terme débit au client présentant un débit de compteur correspondant à un usage industriel et à en exclure les petits clients résidentiels.

**Question 46 : Est-ce que l'introduction du terme de débit tel que proposé vous semble une solution adaptée pour répondre aux enjeux identifiés pour la prochaine période tarifaire ?**

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

##### **CLEEE**

Sans avis

Nous ne savons pas si in fine l'introduction du terme de débit tel qu'envisagé permette de régler définitivement la question de l'équilibre des tarifs.

Nous mettons en garde, suite aux analyses effectuées sur l'impact que cette adaptation pourrait avoir sur des installations industrielles (ex : agro-alimentaire) à fonctionnement saisonnier. De ce fait nous plaillons à terme pour un terme de débit différencié pour certains usages industriels contraints.

#### **Associations professionnelles**

##### **CAPEB**

Sans avis

##### **France Gaz**

**Oui**

Sans se prononcer sur le niveau du terme qu'il convient de retenir, France Gaz considère que son introduction est pertinente et constitue une solution adaptée aux enjeux identifiés, en particulier si elle est conçue comme une première étape permettant de préparer l'avenir et les futures évolutions attendues s'agissant des usages du gaz.

### **Gaz et Territoires**

**Oui**

Gaz et Territoires considère que l'application d'un terme de débit constitue une bonne réponse aux évolutions d'usage du gaz naturel. En effet, le terme de débit atteint l'objectif d'une meilleure contribution à la couverture des coûts de réseaux des sites à consommation atypique (en particulier les usages appoints secours). A l'inverse, la diminution de la part variable profiterait aux sites consommant de façon plus linéaire.

Gaz et Territoires s'interroge toutefois sur la manière de conserver l'homothétie des grilles des ELD avec celle de GRDF, sachant que le terme de débit et les baisses sur le terme variable peuvent théoriquement varier d'une ELD à l'autre.

Nous comprenons par ailleurs que les évolutions de part variable induites par l'introduction du terme de débit ne seraient répercutées que sur les seuls clients T3. Gaz et Territoire s'interroge sur les raisons qui ont conduit à ne pas impacter les options tarifaires T1 et T2.

Les ELD gazières estiment que les recettes perçues au titre de ce terme de débit devraient être prises en compte au CRCP (écart entre réalisé et prévisionnel). En effet, le réalisé est fonction d'éléments externes non maîtrisés par le GRD (ex : fermeture de site, changement de calibre de compteur, changement de pression de livraison, etc...). En outre, le terme lié aux souscriptions de capacités pour les T4-TP étant déjà au CRCP, il serait logique que ce terme de débit le soit également.

Enfin, nous partageons le fait que, si ce terme de débit est introduit, certains clients souhaiteront changer de compteur du fait que celui-ci est surdimensionné par rapport à leur usage. Comme GRDF, les ELD procéderont au remplacement du compteur en tenant compte de son régime de propriété. A ce stade, il est néanmoins difficile d'en évaluer l'impact sur la charge de travail que cela engendrerait.

### **UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ fait observer que certains consommateurs recourent au gaz épisodiquement en procédant à des arbitrages de prix entre énergies (et plus particulièrement entre l'électricité et le gaz), ainsi que pour garantir une plus grande sécurité d'approvisionnement. Dans ce cas, il apparaît qu'une réflexion doit être conduite pour l'adaptation de la formule tarifaire pour ce type de clientèle. A cet égard, cette adaptation ne devrait pas s'appuyer sur le relevé ex post des compteurs mais plutôt sur une réservation de capacités ex ante.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **FNCRR**

**Réponse confidentielle**

**territoire d'énergie orne****Sans avis**

L'introduction de ce terme est liée à l'augmentation du nombre de client d'appoint-secours, (3 200) ; Sans remettre en cause l'option choisie, sa pertinence devra être mesurée lors de la prochaine période tarifaire.

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****SAS PCH****Oui****CH4PROCESS****Non**

C'est un indicateur trop complexe et qui ne correspond pas complètement à une réalité technique sur le terrain.

(Sans parler des options avec des termes inversés et coefficients qui s'ajoutent ou varient selon les tailles, présenté dans les annexes de l'atelier)

On s'éloigne de l'objectif d'avoir des tarifs qui "doivent rester simples et lisible".

Expliquer qu'on devra prendre du temps pour informer et tenter de faire comprendre le dispositif c'est déjà reconnaître que c'est inadapté.

De plus, l'effet semble être de réduire le coût des gros consommateurs et pénalise les plus petits (voir exemple en page 32/46 de l'annexe 1, l'acteur appoint-secours réduit de 4.2% lorsque le consommateur régulier augmente de 1.8%) : donc on pénalise les acteurs qui s'engagent dans une logique de sobriété et maîtrise des énergies pour aider les plus consommateurs avec des besoins forts d'appoint.

Cette analyse semble contredite par la slide 34/46 de l'annexe I, qui indique alors que les acteurs appoint-secours seraient les plus gros contributeur de l'évolution de l'effort de maintien au réseau.

Il y a peut être quelque chose que nous ne comprenons pas bien, ou alors il manque le paramètre des tailles de compteurs dans l'analyse des tranches d'évolution.

Bref, cela revient sur la remarque que c'est trop compliqué.  
=> pourquoi ne pas juste rajouter une notion déjà existante de capacité souscrite comme en T4 sur les T3 ?

**ENGIE****Oui**

Cette solution est adaptée, malgré ses inconvénients effectivement énoncés dans la consultation publique, pour répondre aux enjeux identifiés par l'usage "appoint-secours"

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

pour les clients T3, lors de la prochaine période tarifaire et des suivantes, cet usage étant amené à se développer.

### **EDF**

Non

EDF considère que des solutions alternatives à l'introduction d'un terme de débit auraient pu être étudiées pour traiter la problématique des sites "appoint-secours". Par exemple, il pourrait être envisagé d'exclure des tarifs T1 et T2 tous les consommateurs disposant de compteurs ayant un débit égal ou supérieur à 40 Nm<sup>3</sup>/h.

### **ANODE**

Voir réponses aux questions 43 et 45.

Non. La complexité générée sera trop importante. Comme indiqué précédemment :

- toutes les données utilisées dans la formule devront être correctement indiquées dans le PFO et mises en oeuvre dans le système de facturation ; cela a un impact important pour le GRD, le fournisseur et le client – tout cela pour seulement quelques sites ;
- aujourd'hui les fournisseurs déjà passent beaucoup de temps à vérifier les factures de GRDF et cela serait largement amplifié par cette évolution. Les données vérifiées concernent :
  - des bogues sur le Portail Fournisseur,
  - des demandes qui n'ont pas bien été traitées,
  - des données facturées mal indiquées sur le Portail Fournisseur/AGLO,
  - des retards de facturation, notamment pour les nouveaux clients (3 mois de délai),
  - des erreurs inexpliquées comme des frais récurrents facturés sur 2 mois, disparaissant pendant 5 mois avant d'être de nouveau facturés,
  - des facturations erronées et rarement corrigées et régulées en un seul traitement,
  - etc.

Sur la base des données communiquées dans la consultation, les coûts de développement induits ne sont pas à la hauteur du montant que l'on souhaite récupérer : *pour un G40 et une pression de livraison de 21 mbar à 4 €/Nm<sup>3</sup>/h, le montant du terme de débit est 105,46 EUR/an.*

**Des solutions alternatives pourraient être envisagées :**

- augmenter l'abonnement et diminuer le terme de consommation pour intégrer une baisse prévisionnelle de consommation ;
- définir les modalités d'application d'une tarification *ex post* destinée uniquement aux PCE avec un usage appoint de secours. GRDF pourrait analyser chaque année la consommation sur l'année N-1 des PCE avec des compteurs à gros débits pour identifier ceux utilisant le gaz en secours. Il sera possible de vérifier avec les consommateurs concernés que cet usage n'est pas lié à des problématiques spécifiques : baisse de la consommation liée des problèmes techniques ou économiques - chômage partiel. Pour les consommateurs identifiés, **2 options sont possibles, décrites ci-dessous.**
  - (Option n°1) Appliquer un terme tarifaire supplémentaire, aux sites identifiés, à travers la facturation d'une « prestation

catalogue ». Ce terme pourrait être déterminé de manière identique à la méthode préconisée par la CRE. L'avantage de passer par une tarification *ex post* sur catalogue de prestations est de cibler uniquement les consommateurs concernés, sans générer de coûts SI pour la facturation de l'ATRD pour l'ensemble des fournisseurs et le GRD. Une telle tarification serait simple à gérer contractuellement pour les fournisseurs, dans la mesure où les prestations catalogue sont refacturées aux clients en *pass through*.

○ (Option n°2) Appliquer aux sites identifiés un tarif T4 en N+1. Cette option est plus complexe à mettre en oeuvre, mais présente l'avantage de s'appuyer sur une tarification à la capacité déjà connue. Elle est également conforme à l'esprit de la tarification des grands consommateurs industriels qui impactent le dimensionnement du réseau pour couvrir leur consommation à la pointe et générant des coûts fixes importants pour le réseau. Pour la mise en oeuvre de cette option, une analyse approfondie est nécessaire. D'une part, l'application de l'option T4 n'est possible que si le PCE est équipé d'un compteur permettant une relève journalière de la consommation, d'autre part, une telle évolution nécessite une adaptation des dispositions contractuelles des contrats signés entre les fournisseurs et les consommateurs. Afin d'autoriser l'évolution du prix payé en cas de modification structurelle de la consommation du client par rapport à celle convenue lors de la contractualisation.

Nous privilégions l'option 1 qui nous semble être la plus simple et la plus souple pour atteindre l'objectif recherché. De plus, elle permettra de traiter le cas des consommateurs qui optimisent le choix de leur énergie en fonction des prix de marché des différentes sources d'énergie (gaz, fioul ou électricité) et qui ne se retrouvent pas dans un usage d'appoint secours.

Sur le plan juridique, cette option ne devrait pas poser de difficulté puisqu'il est prévu par le code de l'énergie que la CRE calcule un revenu autorisé global prenant en compte la totalité des coûts de GRDF. La couverture de ces coûts est réalisée par 2 outils : l'ATRD et le catalogue de prestations, dont les périmètres sont fixés réglementairement par la CRE.

### **ENI**

Voir réponses aux questions 43 et 45.

Non. La complexité générée sera trop importante. Comme indiqué précédemment :

- toutes les données utilisées dans la formule devront être correctement indiquées dans le PFO et mises en oeuvre dans le système de facturation ; cela a un impact important pour le GRD, le fournisseur et le client – tout cela pour seulement quelques sites ;
- aujourd'hui les fournisseurs déjà passent beaucoup de temps à vérifier les factures de GRDF et cela serait largement amplifié par cette évolution. Les données vérifiées concernent :
  - des bogues sur le Portail Fournisseur,
  - des demandes qui n'ont pas bien été traitées,
  - des données facturées mal indiquées sur le Portail Fournisseur/AGLO,
  - des retards de facturation, notamment pour les nouveaux clients (3 mois de délai),
  - des erreurs inexpliquées comme des frais récurrents facturés sur 2 mois, disparaissant pendant 5 mois avant d'être de nouveau facturés,
  - des facturations erronées et rarement corrigées et régulées en un seul traitement,
  - etc.

Sur la base des données communiquées dans la consultation, les coûts de développement induits ne sont pas à la hauteur du montant que l'on souhaite récupérer : *pour un G40 et une pression de livraison de 21 mbar à 4 €/Nm<sup>3</sup>/h, le montant du terme de débit est 105,46 EUR/an.*

**Des solutions alternatives pourraient être envisagées :**

- augmenter l'abonnement et diminuer le terme de consommation pour intégrer une baisse prévisionnelle de consommation ;
- définir les modalités d'application d'une tarification *ex post* destinée uniquement aux PCE avec un usage appoint de secours. GRDF pourrait analyser chaque année la consommation sur l'année N-1 des PCE avec des compteurs à gros débits pour identifier ceux utilisant le gaz en secours. Il sera possible de vérifier avec les consommateurs concernés que cet usage n'est pas lié à des problématiques spécifiques : baisse de la consommation liée des problèmes techniques ou économiques - chômage partiel. Pour les consommateurs identifiés, **2 options sont possibles, décrites ci-dessous.**
  - (Option n°1) Appliquer un terme tarifaire supplémentaire, aux sites identifiés, à travers la facturation d'une « prestation catalogue ». Ce terme pourrait être déterminé de manière identique à la méthode préconisée par la CRE. L'avantage de passer par une tarification *ex post* sur catalogue de prestations est de cibler uniquement les consommateurs concernés, sans générer de coûts SI pour la facturation de l'ATRD pour l'ensemble des fournisseurs et le GRD. Une telle tarification serait simple à gérer contractuellement pour les fournisseurs, dans la mesure où les prestations catalogue sont refacturées aux clients en *pass through*.
  - (Option n°2) Appliquer aux sites identifiés un tarif T4 en N+1. Cette option est plus complexe à mettre en oeuvre, mais présente l'avantage de s'appuyer sur une tarification à la capacité déjà connue. Elle est également conforme à l'esprit de la tarification des grands consommateurs industriels qui impactent le dimensionnement du réseau pour couvrir leur consommation à la pointe et générant des coûts fixes importants pour le réseau. Pour la mise en oeuvre de cette option, une analyse approfondie est nécessaire. D'une part, l'application de l'option T4 n'est possible que si le PCE est équipé d'un compteur permettant une relève journalière de la consommation, d'autre part, une telle évolution nécessite une adaptation des dispositions contractuelles des contrats signés entre les fournisseurs et les consommateurs. Afin d'autoriser l'évolution du prix payé en cas de modification structurelle de la consommation du client par rapport à celle convenue lors de la contractualisation.

Nous **privilegions l'option 1** qui nous semble être la plus simple et la plus souple pour atteindre l'objectif recherché. De plus, elle permettra de traiter le cas des consommateurs qui optimisent le choix de leur énergie en fonction des prix de marché des différentes sources d'énergie (gaz, fioul ou électricité) et qui ne se retrouvent pas dans un usage d'appoint secours.

Sur le plan juridique, cette option ne devrait pas poser de difficulté puisqu'il est prévu que la CRE calcule un revenu autorisé global prenant en compte la totalité des coûts de GRDF. La couverture de ces coûts est réalisée par 2 outils : l'ATRD et le catalogue de prestations, dont les périmètres sont fixés réglementairement par la CRE..

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

TEEGF partage les enjeux identifiés par la CRE et est favorable, dans le principe, à l'introduction d'un terme de débit dès lors que cette évolution permet une couverture des coûts engendrés par l'évolution de l'usage des réseaux de gaz.

Cependant, l'ajout d'un terme de débit complexifie grandement la structure tarifaire de l'ATRD. Il est nécessaire que la CRE prévoie un temps d'adaptation pour la mise à jour des systèmes informatiques, d'autant plus que le calibre du compteur n'est actuellement pas présent au sein du flux AGLO. Il serait souhaitable que toutes les informations relatives à la facturation du débit normalisé soient disponibles dans cette prestation.

Face à l'impact potentiel de l'introduction d'un terme de débit, TEEGF est favorable à une application au 1er juillet 2026. Cette période permettrait une transition plus souple, laissant le temps nécessaire aux acteurs du secteur pour s'ajuster et garantir une mise en oeuvre efficace.

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

#### **GRTgaz**

Sans avis

GRTgaz ne se prononce pas.

#### **GRDF**

Oui

GRDF note que la création du terme de débit sera une étape importante dans l'évolution de sa structure tarifaire et salue ce mouvement.

GRDF regrette néanmoins l'abaissement du niveau du terme de débit normalisé proposé par la CRE, qui empêchera sur la période ATRD7 au terme de débit normalisé de jouer pleinement son rôle de juste reflet des coûts engendrés par les clients du réseau de distribution. En effet, dans sa demande initiale, GRDF proposait un terme de débit normalisé égal à 12 €/an par Nm<sup>3</sup>/h alors que la CRE mentionne un niveau égal à 4 €/an par Nm<sup>3</sup>/h. La baisse du niveau réduit naturellement l'impact du terme de débit normalisé alors que les travaux d'allocation des coûts réalisés par GRDF montrent que plus de 200 M€ de recettes sur le nouveau terme de débit normalisé sont justifiés, à comparer aux 50 M€ de recettes recouvrées avec un niveau à 4 €/an par Nm<sup>3</sup>/h (soit moins de 10% des recettes du tarif T3). Ainsi, avec ce faible montant de 4€/an par Nm<sup>3</sup>/h, comme l'a mentionné la CRE, la part variable dans le revenu autorisé recouvré sur l'option T3 sera encore très prédominante avec 68% et restera nettement supérieure à ce qui est constaté dans les deux options tarifaires adjacentes T2 et T4.

Par ailleurs, avec un niveau de terme de débit aussi bas, l'optimisation tarifaire reste possible pour les clients de type appoints-secours à la frontière entre tarif T3 et T4, bien que moins intéressante pour eux qu'avec la grille actuelle.

GRDF est donc favorable à un rehaussement du niveau annuel du terme de débit a minima à 8€ par Nm<sup>3</sup>/h.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**



Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Oui

**Particulier (anonyme)**

Oui

**Particulier (anonyme)**

Non

Si la pertinence économique de l'envoi d'un signal prix portant davantage à contribution les consommateurs qui ont un usage d'appoint, une application de ce terme aux tranches T1-T3 interroge : d'abord, par le risque de subvention croisée en cas de seuil mal calibré, s'agissant du niveau du débit à partir duquel la facturation supplémentaire a lieu. Au-delà, cette éventuelle application d'un terme de débit implique une complexité supplémentaire au niveau des Systèmes d'Information des fournisseurs. Une alternative plus ciblée pour répondre à la juste allocation des coûts de distribution, serait moins onéreuse et moins arbitraire.

**FCE CFDT**

Oui

La CFDT considère que le terme de débit est adapté

**AgroParisTech**

Sans avis

**Question 47 : Avez-vous des remarques sur la grille indicative à iso-niveau présentée par la CRE correspondant à l'introduction d'un terme de débit ?**

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

**CLEEE**

Le niveau de 12 €/Nm<sup>3</sup>/h envisagé par GRDF ne nous semble pas réaliste. Avec le niveau de 4 envisagé par la CRE, nous aboutissons sur certains utilisateurs industriels à des hausses très élevées (agro-alimentaire). Nous ferons un REX après la mise en place du nouveau terme de débit pour évaluer les impacts.



**Associations professionnelles****CAPEB**

Pas de remarques

**France Gaz**

N/A

**Gaz et Territoires**

N'ayant pas le détail des calculs, Gaz et Territoires peut difficilement se positionner sur la pertinence de la grille indicative à iso-niveau présentée par la CRE.

Néanmoins, le niveau proposé par la CRE à 4 €/Nm<sup>3</sup>/h pour le terme de débit nous semble faible et éloigné de la proposition de GRDF qui souhaite le fixer à 12 €/Nm<sup>3</sup>/h. Il serait en effet dommage qu'un niveau trop faible de ce nouveau terme ne réponde pas entièrement à la problématique posée par les clients ayant un usage du gaz en appoint-secours.

Par ailleurs, la hausse constatée dans la grille indicative pour ce qui concerne l'abonnement de l'option T3, nous paraît importante. Ainsi, il serait opportun de réaliser les deux évolutions simultanément, à savoir l'introduction du terme de débit et la modification du seuil entre les options tarifaires T2 et T3, afin d'éviter cette hausse.

**UPRIGAZ**

Non.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****FNCRR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

non

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

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

aucunes

**CH4PROCESS**

## **VERBATIM**

---

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Si on parle bien de la grille en page 95/148 de la consultation :  
- absence de terme de débit en T4 cohérente puisque se retrouve dans la notion de capacité souscrite

- c'est le terme à 4 qui a été retenu, mais c'est cohérent avec l'objectif et avec les simulations présentées en annexe.

Cela reste trop compliqué : pourquoi ne pas juste rajouter une notion déjà existante de capacité souscrite comme en T4 sur les T3 ?

### **ENGIE**

L'augmentation de l'abonnement annuel et la baisse du prix proportionnel pour l'option tarifaire T3, corollaire à l'introduction du terme de débit, sont cohérentes avec un usage du réseau qui repose de moins en moins sur le niveau de consommation et de plus en plus sur la capacité de puissance apportée par le réseau. Cette grille indicative à iso-niveau semble donc pertinente de ce point de vue. Les réflexions en cours sur le niveau du terme de débit (12 €/Nm<sup>3</sup>/h proposé par GRDF VS 4 €/Nm<sup>3</sup>/h pris en compte dans cette grille indicative) doivent aboutir à un montant suffisamment significatif pour que le signal prix de bon dimensionnement soit perçu par les clients.

### **EDF**

La grille indicative met clairement en évidence que tous les gains de cette mesure sont reportés sur les T3.

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

#### **GRTgaz**

GRTgaz ne se prononce pas.

#### **GRDF**

Comme précisé à la question précédente, la grille à iso-niveau présentée par la CRE n'augmente que faiblement la part fixe de l'option T3.

De plus, l'introduction du terme de débit normalisé sans abaissement du seuil T2/T3 ferait perdre en cohérence avec une proportion de part fixe de facture ATRD qui connaîtrait de fortes fluctuations selon que le client se trouve d'un côté ou de l'autre du seuil T2/T3, et cela risquerait d'induire des comportements opportunistes pour les clients proches du seuil ou ayant une consommation irrégulière (cf. question 48).

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Non

#### **FCE CFDT**

pas de remarques

**Question 48 : Partagez-vous la position de la CRE sur l'opportunité d'un changement de seuil T2/T3 ?**

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

**CLEEE**

Oui

Nous n'avons pas d'avis sur l'opportunité d'un changement de seuil. Nous nous interrogeons sur l'intérêt de l'entreprendre à ce stade. S'il n'y a pas (comme le laisserait supposer l'analyse préliminaire de la CRE) d'effet marquant sur le tarif nous serions partants pour ne PAS ajouter une réforme supplémentaire qui n'apporterait pas d'avantage ni au consommateur ni au gestionnaire de réseau mais aurait en revanche des implications sur les Système d'information de facturation pouvant être sources d'erreurs.

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Sans avis

**France Gaz**

Non

France Gaz considère que le changement de seuil est justifié d'un point de vue théorique.

Une telle évolution ayant nécessairement des impacts pour les fournisseurs et les consommateurs, il est pertinent de prévoir sa mise en œuvre en 2026 afin de laisser à chacun le temps d'anticiper.

**Gaz et Territoires**

Oui

Les ELD gazières estiment que l'option tarifaire T2 regroupe un trop grand nombre de catégories de consommateurs avec des usages variés du gaz naturel, et sont donc favorables au principe d'un abaissement du seuil T2/T3. Cela permettrait de distinguer les consommateurs résidentiels individuels des autres catégories de consommateurs (chauffages collectifs, entreprises tertiaires, petits industriels...).

Gaz et Territoires attire l'attention de la CRE sur le fait qu'il conviendra de veiller à ce que les bascules des clients T2 vers T3 se fassent réellement, afin de ne pas générer de manque à gagner pour les GRD. En effet, pour certaines ELD la bascule des clients T1 vers T2, suite au changement de seuil (de 6 à 4 MWh), s'est faite tardivement voire partiellement.

**UPRIGAZ**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Les fournisseurs sont réservés sur ce changement de seuil dans la mesure où il induirait des dépenses importantes sur l'adaptation de leurs SI. Il est suggéré que la CRE conduise une analyse coûts/bénéfices avant de prendre une décision sur ce changement de seuil

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCRR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Oui

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Oui

**CH4PROCESS**

Oui

Plus en phase avec les profils de consommateurs et impacts cohérents.

De plus, cela incitera à la sobriété pour les acteurs en T2 les plus consommateurs.

**EDF**

Sans avis

La segmentation T2 actuelle met en évidence une hétérogénéité des consommateurs. Cependant, il n'est pas démontré que ces consommateurs ont des comportements hétérogènes. Un petit tertiaire ou un petit résidentiel collectif pourrait avoir un comportement similaire à des résidentiels individuels. EDF n'est pas défavorable à l'évolution mais aurait souhaité que celle-ci fasse l'objet d'une analyse plus fine des comportements. Si une hétérogénéité des comportements était observée, EDF serait ouvert à l'évolution envisagée si cela permettait une meilleure répercussion des coûts. Il faudra néanmoins être également vigilant à la complexité et aux coûts engendrés par rapport aux bénéfices attendus.

Si la mesure était mise en œuvre :

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

- Il y a nécessité d'une concomitance entre l'évolution du seuil entre options tarifaires T2 et T3 et celle entre les profils (et la fréquence de relève) ce que propose la CRE.
- EDF est favorable à la date de mise en œuvre envisagée du 1<sup>er</sup> juillet 2026, sous condition que la décision soit prise et les nouveaux profils envisagés soient disponibles au moins un an avant cette date.

### ENGIE

Non

Le changement de seuil T2/T3 est justifié d'un point de vue théorique.

ENGIE comprend les réserves de la CRE sur les évolutions différenciées que ce changement va induire pour les clients selon leur positionnement en-deçà ou au-delà du seuil. Il convient également d'indiquer des effets collatéraux chez les fournisseurs pour qui ce changement induira des coûts (adaptation SI), comme cela avait été le cas pour le changement de seuils précédents (T1/T2) .

Pour autant, **le changement de seuil T2/T3 permettra de mieux faire correspondre la nature des clients avec leur option tarifaire, ce qui est une avancée positive de la tarification et ouvrira la porte à de futures améliorations de l'ATRD et de ses services associés.**

Dès lors, il importe surtout que cet abaissement de seuil, s'il est introduit, soit accompagné d'une modification en conséquence des profils des clients afin d'en tirer tout son intérêt.

### ANODE

Voir réponses aux questions précédentes sur ce point.

### ENI

Voir réponses aux questions précédentes sur ce point.

## Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures

### GRTgaz

Sans avis

GRTgaz ne se prononce pas.

### GRDF

Non

GRDF ne partage pas les réserves de la CRE sur la proposition de changement de seuil T2/T3 et maintient sa proposition en ce sens.

En effet, grâce à une meilleure segmentation des clients par type d'usage (séparation de l'usage chauffage résidentiel des usages professionnels), il sera possible de mieux travailler sur l'évolution de l'allocation des coûts par tranche tarifaire et son adéquation avec les recettes.

Ce type de recalage a déjà été fait entre tarifs T1 et T2 sur ATRD6, partant du constat que l'évolution des normes dans les bâtiments permettait d'avoir des usages chauffage dès 4 MWh. Il est tout autant nécessaire de le faire désormais entre les tarifs T2 et T3 compte tenu du constat que le seuil historique de 300 MWh ne correspond plus à aucune réalité physique sur les usages du gaz.

Conformément aux éléments fournis par la CRE dans la consultation publique, le seuil permettant de séparer les usages résidentiels des usages professionnels se situe entre 50 MWh et 100 MWh. Avec la baisse tendancielle des consommations unitaires, ce niveau pourrait encore baisser légèrement au cours des prochaines années, le nouveau seuil T2/T3 doit donc être inférieur ou égal à 100 MWh.

Couplé avec le terme de débit normalisé, ce changement de seuil permet de recréer une réelle progressivité de la part fixe de facture ATRD : moins de 150 € pour les T2, environ 400 € pour les clients entre 100 et 300 MWh généralement non soumis au terme de débit, puis en croissance progressive en fonction du calibre du poste gaz. La proposition globale répond directement à l'une des demandes de la CRE dans la délibération ATRD6 : à la fois une meilleure segmentation du tarif T2 actuel très hétérogène, et une meilleure tarification des T3 en introduisant une part fixe liée à la capacité du poste de livraison. Sans le changement de seuil T2-T3, la première condition énoncée par la CRE ne serait pas remplie.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Non

#### **Particulier (anonyme)**

Non

A voir, qu'en pense les fournisseurs ?

#### **Particulier (anonyme)**

Oui

#### **Particulier (anonyme)**

Oui

Un changement de seuil, s'il peut se justifier par une homogénéisation des secteurs d'activité, induit néanmoins une déformation de la structure tarifaire, au détriment des T1 et T2. En fonction des structures de portefeuille des fournisseurs, cela peut impliquer une distorsion entre eux.

### **FCE CFDT**

Oui

**La CFDT partage**

**AgroParisTech**

Sans avis

**Question 49 : En cas d'introduction d'un changement de seuil entre options T2 et T3, êtes-vous favorable à la fixation du nouveau seuil à 100 MWh ? Un autre niveau de seuil, tel que 50 MWh, vous paraît-il plus pertinent ?**

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

**CLEEE**

Favorable

Le niveau de seuil de 100 MWh nous semble plus pertinent

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**France Gaz**

Favorable

France Gaz est favorable à la fixation du seuil à 100 MWh, afin de garantir le plus possible l'homogénéité des types de clients intégrés dans l'option tarifaire T3.

**Gaz et Territoires**

Ni favorable, ni défavorable

Gaz et Territoires souhaite que le seuil T2/T3 soit fixé à 50 MWh/an car la tranche 4-50 MWh est celle qui contient une très grande majorité de clients résidentiels individuels.

En effet, en page 95 de la consultation publique, la figure 40 montre que le segment 50-100 MWh contient environ 60% de clients de type « tertiaire », alors que ces clients sont minoritaires (environ 15%) au sein du segment 4-50 MWh. Gaz et Territoires considère également que le seuil entre les clients résidentiels individuels et les clients résidentiels dans le collectif se situe aux environs de 50 MWh/an. De plus, avec la baisse des consommations, les clients résidentiels individuels vont quasiment tous se retrouver, dans le futur, en-dessous du seuil de consommation annuel de 50 MWh.

Par ailleurs, l'analyse de la CRE sur la base d'un seuil à 100 MWh/an montre des hausses de factures ATRD limitées pour les consommateurs avec un usage cuisson / eau chaude (+1,8%) et les consommateurs avec un usage chauffage (+1,3%). La CRE indique que ces effets seraient accentués en cas d'abaissement du seuil à un niveau inférieur, sans donner plus de détails. Il aurait été intéressant de pouvoir disposer des résultats de la même analyse avec un seuil à 50 MWh/an.

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ pense qu'un seuil à 100 MW est parfaitement défendable.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCRR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Favorable

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**CH4PROCESS**

Favorable

Plutôt favorable à un seuil à 100MWh.

Les impacts si passage de 300 à 50 seraient plus dur à encaisser pour certains dans la logique de continuité entre les seuils des options tarifaire.

Également, on peut voir encore dans la tranche 50-99 une part importante de résidentiel individuel.

=> Comme indiqué dans la consultation, un seul entre 50 et 100 est peut être à trouver mais il n'a pas encore été défini.

**EDF**

Favorable

Si ce changement de seuil était mis en œuvre, EDF est favorable à la fixation d'un nouveau seuil à 100 MWh car la quasi-totalité des « résidentiels individuels » resterait T2 ce qui serait plus simple au niveau opérationnel et pourrait éventuellement constituer une première étape.



**ENGIE****Favorable**

Si le changement de seuil est introduit, alors un seuil à 100 MWh apparaît comme l'option la plus appropriée. Ce niveau de 100 MWh laisse tous les clients résidentiels individuels dans l'option tarifaire T2 et crée une option T3 homogène.

A l'inverse, fixer le seuil à 50 MWh ne se justifie pas : cela conserverait une forte hétérogénéité dans le bas de la grille T3 et amplifierait en outre l'effet redistributif mis en lumière par la CRE, sans aucun gain à priori.

**Producteur (anonyme)****Défavorable****ANODE**

Nous n'y sommes pas favorables. Néanmoins, si cette évolution devait être mise en oeuvre, nous considérons qu'un seuil à 100 MWh serait plus approprié.

**ENI**

Nous n'y sommes pas favorables. Néanmoins, si cette évolution devait être mise en oeuvre, nous considérons qu'un seuil à 100 MWh serait plus approprié.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****GRTgaz****Ni favorable, ni défavorable**

GRTgaz ne se prononce pas.

**GRDF****Favorable**

Dans son dossier tarifaire, GRDF avait proposé le seuil de 50 MWh, niveau de consommation à partir duquel la part de clients professionnels devient prépondérante par rapport aux clients résidentiels. En orientant vers un seuil à 100 MWh, la CRE choisit un niveau permettant de s'assurer qu'il n'y ait quasiment plus aucun client résidentiel individuel dans la tranche T3, ce qui paraît acceptable pour fixer le seuil. Ce seuil, plus proche de l'actuel, permet également de lisser les impacts tarifaires sur les clients consommant autour de 100 MWh.

Après analyses complémentaires, GRDF est donc favorable au seuil de 100 MWh proposé par la CRE.

**Autres acteurs**

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

100MWh est pertinent

**Particulier (anonyme)**

Favorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

Une étude d'impact permettrait de rationaliser ces effets sur des fournisseurs-type et permettrait de mieux arbitrer entre l'intérêt du distributeur, des consommateurs et des fournisseurs. Sans celle-ci, il est encore moins possible de se prononcer sur la pertinence d'un seuil éventuel à 50 ou 100 MWh qui à date paraissent arbitraires.

**FCE CFDT**

Favorable

La CFDT partage

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Question 50 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle une concomitance entre l'évolution du seuil entre options tarifaires T2 et T3 et celle entre les profils et la fréquence de relève doit être recherchée, en cas d'introduction d'un changement de seuil ?**

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

Oui

Nous partageons l'analyse de la CRE. La remontée d'information pertinente des données de consommation nous paraît un préalable indispensable. D'où aussi l'intérêt de ne pas précipiter la modification réglementaire sur les seuils avant de s'être assuré d'avoir les bonnes remontées d'information.

**Associations professionnelles****CAPEB**

Sans avis

**France Gaz**

Oui

France Gaz partage l'analyse de la CRE et considère qu'il est indispensable de prévoir une évolution cohérente et concomitante des seuils, des CAR, des profils et des fréquences de relève.

**Gaz et Territoires**

Oui

Pour une question de facilité de gestion et de souplesse, il conviendrait de ne pas modifier les règles liées aux fréquences standard de relevé, du moins pas dans un premier temps.

Concernant les profils, il serait pertinent à terme de les réaligner sur le nouveau seuil (à savoir P013 à P019 à partir de 50 ou 100 MWh selon l'option retenue) mais cela nécessite un passage en relevés MM pour les clients ayant une CAR comprise entre 50 (ou 100) MWh et 300 MWh. Lorsque tous les clients seront équipés de compteurs communicants, cette évolution sera envisageable. Pour les ELD, cette échéance se situe à horizon 2027.

Enfin, Gaz et Territoires considère qu'une introduction au CRCP de l'impact de cette modification de seuil serait souhaitable pour couvrir le manque de recettes sur la part abonnement du fait que le fournisseur ne bascule pas les PCE dans la bonne tranche tarifaire. En effet, cette bascule est totalement imprévisible et le GRD n'a pas de levier sur ce point qui reste entièrement à la main des fournisseurs.

**UPRIGAZ**

Oui

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****FNCRR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Oui

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

Oui

### **CH4PROCESS**

Oui

Oui pour se rapprocher du niveau de connaissance et d'information des consommateurs avec compteurs communicants.

### **ENGIE**

Oui

L'intérêt de créer une option tarifaire T3 plus cohérente va de pair avec l'ajustement des profils et fréquence de relève pour qu'ils soient plus cohérents avec les clients auxquels ils s'appliquent.

Par ailleurs, si les évolutions n'étaient pas concomitantes, l'impact en besoin et coût de développement SI chez les fournisseurs serait encore plus important (doublement des coûts induits pour les fournisseurs).

Cette concomitance des évolutions apparaît donc absolument requise.

### **EDF**

Oui

EDF partage l'analyse de la CRE selon laquelle l'évolution du seuil et celle des profils doivent être concomitantes. Le seuil retenu pour distinguer les clients P011 et P012 des autres profils devra être identique à celui retenu entre les options tarifaires T1 et T2.

### **ANODE**

Nous nous interrogeons sur l'introduction d'évolutions aussi structurantes, qui généreront des coûts SI importants pour l'ensemble des parties prenantes, alors que l'ensemble des postes constituant la facture des consommateurs de gaz naturel subira une augmentation historique.

Par ailleurs, il est extrêmement difficile de juger de la pertinence de ces évolutions, puisque le contexte de transition énergétique ne permet pas d'avoir une vision stable des comportements de consommation. Il serait économiquement dommageable que les investissements réalisés pour intégrer une nouvelle grille tarifaire et de nouveaux profils soient de nouveau remis en cause dans 5 ans.

Par ailleurs, le maintien de la cohérence entre les tarifs ATRD et les profils est importante, puisque ces paramètres sont déterminant pour calculer le coût de la part acheminement dans l'offre des clients. A ce stade, nous n'avons pas de visibilité sur les conséquences de l'évolution du seuil sur les profils. Il nous paraît donc prématuré de mettre en oeuvre cette évolution sans disposer de l'ensemble des analyses.

**ENI**

Nous nous interrogeons sur l'introduction d'évolutions aussi structurantes, qui généreront des coûts SI importants pour l'ensemble des parties prenantes, alors que l'ensemble des postes constituant la facture des consommateurs de gaz naturel subira une augmentation historique.

Par ailleurs, il est extrêmement difficile de juger de la pertinence de ces évolutions, puisque le contexte de transition énergétique ne permet pas d'avoir une vision stable des comportements de consommation. Il serait économiquement dommageable que les investissements réalisés pour intégrer une nouvelle grille tarifaire et de nouveaux profils soient de nouveau remis en cause dans 5 ans.

Par ailleurs, le maintien de la cohérence entre les tarifs ATRD et les profils est importante, puisque ces paramètres sont déterminant pour calculer le coût de la part acheminement dans l'offre des clients. A ce stade, nous n'avons pas de visibilité sur les conséquences de l'évolution du seuil sur les profils. Il nous paraît donc prématuré de mettre en oeuvre cette évolution sans disposer de l'ensemble des analyses.

**TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF ne peut que partager l'analyse de la CRE quant à la recherche de cohérence entre la structure des tarifs et les coûts que chaque utilisateur engendre. En cela, l'abaissement de seuil entre les options T2 et T3 peut avoir du sens pour les plus gros consommateurs actuellement présents dans l'option T2. Toutefois, TEEGF regrette le manque de synchronisation autour du passage de 6 à 4 MWh/an du seuil T1/T2. Cette évolution n'a été suivie d'un ajustement des profils que plusieurs mois plus tard mais surtout, les tarifs réglementés de vente n'ont jamais été adaptés en fonction. Nous pensons que la confusion créée par la discontinuité des prix est à l'origine de la faible efficacité de l'optimisation tarifaire à l'échelle du marché.

Toutefois, TEEGF considère que l'abaissement de la borne haute du profil P012 permet de répartir les clients au-dessus de 100 MWh/an dans des catégories de profils plus fines et donc plus proches de leur consommation, offrant un meilleur profilage pour ceux situés entre 100 et 300 MWh/an. Ceci contribue à établir une relation client-fournisseur plus solide et durable, le tout sans nécessité de refonder le système actuel.

Pour ces raisons, TEEGF est plutôt favorable à la fixation d'un nouveau seuil à 100 MWh/an, sous réserve que les profils suivent l'abaissement du seuil entre les options T2 et T3, et demande à la CRE de surveiller attentivement l'impact de ces ajustements sur l'ATRT et l'ATS.

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

Sans avis

GRTgaz ne se prononce pas.

**GRDF**

Sans avis

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

GRDF considère que la concomitance entre tarifs et profils n'est pas obligatoire. Au vu des échanges ayant eu lieu sur ATRD6 pour le seuil T1-T2, il semble que cette concomitance soit souhaitée par la majorité des fournisseurs : GRDF ne s'y oppose pas, c'est une réflexion qui devra être ouverte en GT2 acheminement d'ici 2026 en lien avec les autres pistes de travail en cours sur le système de profilage.

S'agissant des fréquences standard de relève, il nous semble que le sujet mériterait dans tous les cas d'être rouvert compte tenu de la fin des déploiement Gazpar et SAT3LLITE, qui rendent la fréquence mensuelle standard pour la quasi-totalité des clients raccordés au réseau de GRDF. Le changement de seuil T2-T3 serait un élément supplémentaire qui justifie d'adapter ce cadre d'ici 2026.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Non

#### **Particulier (anonyme)**

Non

#### **Particulier (anonyme)**

Sans avis

#### **Particulier (anonyme)**

Oui

#### **Particulier (anonyme)**

Sans avis

Cette question se posera si l'intérêt d'un changement de seuil est avéré et que les bénéfices induits dépassent les effets redistributifs d'une part, et les coûts SI à la fois pour l'opérateur et les fournisseurs.

#### **FCE CFDT**

Oui

La CFDT partage

#### **AgroParisTech**

Sans avis

#### **FNME CGT**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

La FNME CGT estime, comme la CRE, qu'un abaissement du seuil entre les options T2 et T3 devra en cohérence se traduire par un alignement de la fréquence de relève pour les nouveaux clients T3 avec un passage en relevé mensuel (ou semestriel) des clients non équipés d'un compteur communicant.

**Question 51 : Êtes-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

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**Methatlantique**

Favorable

**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

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**Gaz et Territoires**

Favorable

Gaz et Territoires est favorable au maintien du principe d'un timbre d'injection de biométhane et à son extension aux installations de productions de gaz renouvelable et bas-carbone. Les ELD gazières considèrent néanmoins qu'il serait préférable de s'orienter vers une simplification du timbre d'injection en favorisant un mécanisme plus universel et

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

péréqué, afin d'offrir une meilleure lisibilité aux producteurs et aux porteurs de projets, et d'éviter les contentieux.

Par ailleurs, nous nous interrogeons sur son application dans le cas d'investissements sur un réseau au titre du droit à l'injection (maillage, renforcement de réseau, création de rebours), 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.

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 ?

### **FNSEA**

La FNSEA est favorable à ce que toutes les installations d'injection de gaz renouvelables et de gaz bas-carbone soient soumises aux mêmes règles concernant le paiement du timbre d'injection.

### **France Gaz Renouvelables**

FGR est favorable à L'extension du timbre d'injection à toutes les installations d'injection raccordées au réseau.

### **UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ n'a pas d'objection au maintien du principe d'un terme d'injection et à son extension aux installations de productions de gaz renouvelable et bas-carbone.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **Syndicat Intercommunal de l'Electricité et du Gaz de l'Eure (SIEGE 27)**

Ni favorable, ni défavorable

Si le timbre d'injection doit être maintenu (le SIEGE considère toujours ce dispositif comme prématuré), son extension aux installations de production de gaz renouvelable et bas carbone est indispensable. Selon leurs caractéristiques, le timbre mériterait d'être différencié, au risque de complexifier le dispositif.

### **SDE22**

Réponse confidentielle

### **FNCRR**

Réponse confidentielle



**Sigeif**

Le Sigeif invite à créer un cadre attractif pour les gaz renouvelables (Question 51)

Une simplification du timbre d'injection avec un niveau attractif serait également appréciée. Sachez que le Sigeif travaille avec plusieurs collectivités locales et syndicats de traitement des déchets pour encourager la production de gaz renouvelable. Cela se traduit par des subventions ou des participations pour des études ou des réalisations d'unités de méthanisation par exemple, comme celle en projet sur le port de Gennevilliers avec le Syctom.

**territoire d'énergie orne**

Favorable

L'option d'un timbre unique me paraîtra plus équitable pour les acteurs de ces domaines

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

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**SAS METHAMAINE**

Ni favorable, ni défavorable

**CH4PROCESS**

Favorable

Favorable mais il est important que tous les gaz soient regardés avec les mêmes contraintes de qualité/conformité en équivalence gaz naturel et autorisation d'injecter.

**SAS NEVEZUS**

Défavorable

**ENGIE**

Favorable

ENGIE est favorable au principe d'un timbre d'injection pour les installations de production de gaz renouvelable ou bas-carbone.

**EDF**

Ni favorable, ni 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.

### **Producteur (anonyme)**

Favorable

### **ANODE**

Nous ne sommes pas favorables à une mutualisation des coûts entre le gaz naturel et les autres gaz verts hors biométhane. Sauf si cette mutualisation réduit le coût de la part acheminement pour les consommateurs de gaz naturel.

### **ENI**

Nous ne sommes pas favorables à une mutualisation des coûts entre le gaz naturel et les autres gaz verts hors biométhane. Sauf si cette mutualisation réduit le coût de la part acheminement pour les consommateurs de gaz naturel.

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

#### **GRTgaz**

Favorable

GRTgaz est favorable à un traitement tarifaire identique entre les différents types de biométhanés et les gaz bas-carbone qu'ils soient issus de méthanisation ou d'autres technologies.

#### **GRDF**

Favorable

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

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF 52).

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

### **SOLAGRO**

Ni favorable, ni défavorable

La hausse du timbre d'injection aura une répercussion sur la viabilité des projets actuels et l'émergence de nouveaux projets. Une hausse du timbre tel que proposé (option 2) augmentera les charges de l'ordre de 0,3 à 1,4% du chiffre d'affaires annuel d'une unité de biométhane (exemple d'une unité avec un tarif à 100€/MWh), ce qui n'est pas négligeable pour de nombreux projets à l'équilibre économique précaire. Sans contrepartie garantie avec une hausse sur le tarif, cette mesure nous semble préjudiciable pour la filière en plein déploiement.

#### **Particulier (anonyme)**

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).

### **FCE CFDT**

Favorable

La CFDT partage le principe du timbre mais celui-ci doit être faible parce qu'il se retrouve dans le tarif de rachat indirectement. La CFDT rappelle que toutes les ENR doivent être traitées de la même façon sur le timbre

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**FNME CGT**

La FNME CGT est favorable au maintien d'un timbre d'injection qui vise à inciter les producteurs à optimiser leur capacité et leur localisation sur les réseaux et à l'étendre à l'ensemble des productions de gaz renouvelables qui bénéficient d'un droit à l'injection. Cette dernière évolution doit se faire en concertation avec les acteurs concernés afin de ne pas freiner le développement de filières qui restent émergentes.

**Chambres d'agriculture France**

CdA France est favorable à l'extension du timbre d'injection à toutes les installations d'injection raccordées au réseau.

**Question 52 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant le traitement des augmentations de capacité dans l'application du timbre d'injection ?**

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

**CLEEE**

Oui

Nous partageons l'avis de la CRE relative à l'évolution du périmètre des charges d'exploitation pour le calcul du timbre d'injection

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Sans avis

**Methatlantique**

Oui

**France Gaz**

Oui

France Gaz partage l'analyse de la CRE sur ce point.

**SYNASAV**

Sans avis

**Gaz et Territoires**

Sans avis

Gaz et Territoires considère que la clarification du traitement des augmentations de capacité dans l'application du timbre d'injection était nécessaire. Néanmoins, une solution plus universelle et péréquée, avec un tarif de type trinôme (abonnement, terme capacitaire et terme proportionnel aux volumes), permettrait de répondre aux augmentations de capacité de façon plus simple pour le producteur.

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ partage l'analyse de la CRE.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****Syndicat Intercommunal de l'Electricité et du Gaz de l'Eure (SIEGE 27)**

Non

Les deux options ne sont pas satisfaisantes. Sur la première, le SIEGE regrette que la proposition de GRDF soit écartée sur la base d'une affirmation sujette à controverse. Sur la seconde, l'ajout d'un terme capacitaire pour couvrir les coûts indirects suppose de considérer ces derniers comme des coûts réels, ce qui peut être contesté par la communauté des producteurs (voir commentaires supplémentaires sous la question 53).

**SDE22**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Sans avis

Voir réponse Q 51

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

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Oui

**CH4PROCESS**

**Non**

Nous sommes de la filière et nous travaillons presque tous les jours avec ces notions et pour autant, nous ne sommes pas sûrs de comprendre l'option deux...

Une fois de plus, c'est trop compliqué. Ou peut-être c'est plutôt qu'on essaye de compenser une dépense à un endroit et de faire payer ces coûts indirects par certains porteurs de projets via une formule compliquée.

Même l'unité MWh/j/an est compliquée à comprendre.

Cela paraît de plus en décalage avec les évolutions tarifaires (annualisation du Cmax) et une approche par MWh/an (ou GWh/an).

Bref, nous nous retrouvons plus dans la proposition de GRDF de regarder la question du point de vue des consommateurs et non des producteurs. Et uniquement sur les coûts directs.

Au final, le réseau doit être pensé pour les consommateurs et si sur certaines zones il y a un renforcement nécessaire, cela permettra in fine d'apporter le gaz sur une autre maille du réseau où il sera consommé. Les situations Timbre 2 et 3 ont finalement été assez faibles donc cela peut questionner sur la nécessité de maintenir un tel niveau de complexité avec les timbres.

Si un porteur de projet a le choix sur l'implantation de son unité (ce qui n'est pas toujours le cas et il faut rappeler que c'est la localisation des matières qui fixe en très grande majorité la zone où sera implanté le site), il va préférer un raccordement sur le réseau de distribution (pour notamment éviter les consommations et charges d'une machine supplémentaire de compression biométhane, indispensable pour injecter sur le réseau de transport) et il va favoriser une implantation ou une taille ne nécessitant pas de renforcement : sauf que ce ne sont pas seulement les quelques k€ de différence de timbre (qui au regard de son reste à payer ne vont pas changer un BP construit sur 15 ans) qui vont le motiver mais aussi la complexité et le temps supplémentaire des travaux si renforcement.

Après les timbres restent bien pratiques pour gérer les situations d'augmentation de capacité et effectivement, il est opportun d'avoir un timbre en face de chaque étape du projet.

Mais concernant l'ajout d'une prise en charge des coûts indirects via l'ajout d'un terme capacitaire :

- le montant réel des dépenses en coûts indirects n'est pas maîtrisé ;
- ces dépenses sont au final associées au développement de la filière donc doivent être portés par l'ensemble des consommateurs et producteurs ;
- c'est trop compliqué

### **SAS NEVEZUS**

**Non**

### **ENGIE**

**Sans avis**

**EDF**

Non

Les charges intégrant ce périmètre ne sont ni des charges variables ni des charges liées à la capacité. Par conséquent, EDF considère qu'il serait préférable d'introduire une composante fixe plutôt qu'un terme capacitaire. Ceci aurait l'avantage de ne pas pénaliser les structures de grande taille. A contrario, un terme capacitaire pourrait conduire à orienter les investissements vers des sites de petites tailles qui sont les moins à même de réaliser des gains de productivité.

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

Oui

GRTgaz partage l'analyse de la CRE.

**GRDF**

Oui

GRDF est favorable au principe décrit par la CRE pour le traitement des augmentations de capacité. Toutefois, les modalités d'application devront être davantage détaillées dans la délibération ATRD7, dans les différents cas de figure existants, afin d'éviter toute ambiguïté qui pourrait générer d'autres recours par la suite.

De manière générale, malgré cet effort de cadrage sur les augmentations de capacité, GRDF reste inquiet quant aux risques de contestations de facturation du timbre d'injection à l'avenir, compte tenu du manque de stabilité du dispositif et des inégalités de traitement engendrées entre producteurs. Une forte augmentation de l'écart de tarif entre niveaux de timbre accroîtrait encore davantage ce risque de contentieux.

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**

Oui

**Particulier (anonyme)**

Oui

L'approche capacitaire est pertinente et rejoint par là-même l'analyse, toutes proportions gardées, de l'usage appoint-secours.

La prise en compte des coûts indirects est pertinente afin d'éviter des subventions croisées entre consommateurs et producteurs de biométhane, notamment au regard de l'ampleur du choc tarifaire à venir.

Une révision des modes d'attribution des timbres d'injection s'impose par ailleurs du fait du REX ATRD6 qui est pour le moins perfectible.

**FCE CFDT**

Oui

La CFDT partage

**AgroParisTech**

Sans avis

**Question 53 : Êtes-vous favorable aux principes, paramètres de construction et niveaux du timbre d'injection envisagés par la CRE pour le tarif ATRD7 ?**

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

Ni favorable, ni défavorable

**Associations professionnelles****CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**Methatlantique**

Favorable

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

De manière générale, France Gaz est vigilante à ce 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.

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.

### **SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

### **AAMF**

Défavorable

### **Gaz et Territoires**

Ni favorable, ni défavorable

Les principes du timbre d'injection ont été abordés dans les questions précédentes.

Gaz et Territoires constate que le niveau du terme tarifaire 3 du timbre d'injection passerait de 0,7 à 1,8 €/MWh. Les ELD gazières s'interrogent sur cette hausse significative et considèrent qu'elle ne pourrait être mise en œuvre que si elle est couverte, pour les producteurs, par le tarif d'achat de biométhane. Gaz et Territoires considère que la CRE devrait sensibiliser la DGEC sur ce point avant toute mise en œuvre.

A contrario, le terme tarifaire 2 du timbre reste stable alors que la CRE évoque, en page 102 de la consultation publique, une hausse de 0,2% à 0,6% du taux normatif de calcul des charges d'exploitation liées aux canalisations (maillages, extensions mutualisées et raccordements).

### **FNSEA**

Comme lors de la consultation sur l'ATRD6 en 2019, lors de laquelle la filière gaz renouvelable avait affirmé son opposition à la création du timbre d'injection, la FNSEA est aujourd'hui opposée à la hausse du niveau des timbres d'injection. Nous avons à l'époque pointer la complexité de la mise en place de ce mécanisme et la difficulté à anticiper les recettes.

Relever le timbre d'injection sous prétexte que les recettes attendues n'ont pas été à la hauteur des prévisions méconnaît le fonctionnement des installations de méthanisation. En effet, leurs OPEX ont été calculés en tenant compte des niveaux actuels du timbre et n'ont pas pu anticiper ce relèvement dans leur business plan. Cette augmentation va grever la

rentabilité des installations qui comme toutes les entreprises françaises ont subi de plein fouet les impacts de l'augmentation de l'inflation et des coûts de l'énergie. La réévaluation récente des conditions tarifaires pour prendre en compte ces impacts ne doit pas être amputée de ce nouveau coût financier dont la hausse viendrait s'ajouter aux coûts de l'évolution de la réglementation ICPE. Le coût du nouveau niveau de timbre représenterait plusieurs centaines de milliers d'euros pour les exploitations en fonctionnement (entre 300 et 400 K€ sur 15 ans selon les types d'exploitations).

Par ailleurs, le timbre d'injection n'est en aucun cas, un signal de localisation des projets. Les projets sont des projets de territoire qui choisissent leur implantation selon différents critères (proximité du réseau, proximité de l'exploitation agricole et desserte, éloignement des riverains, qualité du sol etc.). L'accès au réseau est bien sur un critère important mais il est totalement indépendant de la volonté des exploitants et l'emplacement définitif d'une installation de méthanisation est le résultat d'un compromis entre ces différentes variables.

La nouvelle structure du timbre d'injection qui intégrerait un terme capacitaire et des niveaux de timbre en fonction des différents stades de vis de l'installation (augmentation de capacité d'injection) rend encore moins lisible la couverture des coûts des opérateurs. Enfin, rehausser le montant du timbre d'injection de 160% dès le 1er juillet 2024 alors qu'ils ne sont pas intégrés dans les tarifs d'achats est brutal.

La FNSEA propose que le timbre d'injection soit un tarif unique, péréqué sur l'ensemble des producteurs et doit être évoluer dans le cadre d'une révision tarifaire du guichet ouvert.

### **France Gaz Renouvelables**

Comme lors de la consultation sur l'ATRD6 en 2019, lors de laquelle FGR avait affirmé son opposition à la création du timbre d'injection, FGR est aujourd'hui opposée à la hausse du niveau des timbres d'injection. Nous avons à l'époque pointer la complexité de la mise en place de ce mécanisme et la difficulté à anticiper les recettes.

Relever le timbre d'injection sous prétexte que les recettes attendues n'ont pas été à la hauteur des prévisions méconnaît le fonctionnement des installations de méthanisation. En effet, leurs OPEX ont été calculés en tenant compte des niveaux actuels du timbre et n'ont pas pu anticiper ce relèvement dans leur business plan. Cette augmentation va grever la rentabilité des installations qui comme toutes les entreprises françaises ont subi de plein fouet les impacts de l'augmentation de l'inflation et des coûts de l'énergie. La réévaluation récente des conditions tarifaires pour prendre en compte ces impacts ne doit pas être amputée de ce nouveau coût financier dont la hausse viendrait s'ajouter aux coûts de l'évolution de la réglementation ICPE. Le coût du nouveau niveau de timbre représenterait plusieurs centaines de milliers d'euros pour les exploitations en fonctionnement (entre 300 et 400 K€ sur 15 ans selon les types d'exploitations).

Par ailleurs, le timbre d'injection n'est en aucun cas, un signal de localisation des projets. Les projets sont des projets de territoire qui choisissent leur implantation selon différents critères (proximité du réseau, proximité de l'exploitation agricole et desserte, éloignement des riverains, qualité du sol etc.). L'accès au réseau est bien sur un critère important mais il est totalement indépendant de la volonté des exploitants et l'emplacement définitif d'une installation de méthanisation est le résultat d'un compromis entre ces différentes variables.

La nouvelle structure du timbre d'injection qui intégrerait un terme capacitaire et des niveaux de timbre en fonction des différents stades de vis de l'installation (augmentation de capacité d'injection) rend encore moins lisible la couverture des coûts des opérateurs. Enfin,

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

rehausser le montant du timbre d'injection de 160% dès le 1er juillet 2024 alors qu'ils ne sont pas intégrés dans les tarifs d'achats est brutal.

FGR propose que le timbre d'injection soit un tarif unique, péréqué sur l'ensemble des producteurs et doit être évoluer dans le cadre d'une révision tarifaire du guichet ouvert.

### **UPRIGAZ**

Oui.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **Syndicat Intercommunal de l'Electricité et du Gaz de l'Eure (SIEGE 27)**

#### **Défavorable**

Partant du principe selon lequel la communauté des producteurs est prête à faire des choix de localisation optimaux pour la collectivité prise au sens territoriale du terme (voir le rôle des AODG dans la révision des plans de zonage), le SIEGE maintient l'idée qu'à l'obligation légale de faire supporter par les producteurs les coûts d'exploitation (directs et indirects) doit correspondre l'obligation morale de lui faire produire les conséquences les plus salutaires d'un point de vue social. Si ce principe est retenu, l'adaptation du timbre d'injection pourrait prendre la forme d'un tarif d'accès universel dû par chaque producteur et péréqué en fonction de la puissance d'injection ou de la capacité de production déclarée. Pour toute augmentation de capacité, le timbre serait actualisé comme suggéré page 103.

L'intérêt de cette approche est de 2 natures : elle élargit d'une part l'assiette des contributions tout en réduisant leur niveau pour chaque producteur et limite d'autre part les effets d'aubaine que ne manqueront pas de saisir les plus gros producteurs si l'option 2 est retenue, au risque de susciter des désordres socialement et sociologiquement irréparables dans leur environnement. Faire supporter l'essentiel du timbre sur le niveau 3 conduit à tuer la filière en zone rurale et à dégrader la logique d'économie circulaire.

### **SDE22**

Réponse confidentielle

### **territoire d'énergie orne**

Ni favorable, ni défavorable

sans avis

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

#### **GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

### **SAS PCH**

**Favorable****CH4PROCESS****Favorable**

Oui mais pour les charges directes uniquement.

**SAS NEVEZUS****Défavorable****ENGIE****Défavorable**

ENGIE est défavorable aux évolutions envisagées par la CRE.

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).

**Producteur (anonyme)****Défavorable**

En tant que producteur de biométhane la révision des timbres d'injection viendrait faire augmenter subitement mes charges d'utilisation du réseau / poste d'injection. Pour une Cmax de 70 Nm3/h l'augmentation du timbre 3 (présence de rebours sur la maille) est de 7000 k€/an et l'ajout du terme capacitaire atteindrait la somme de 2359€/an soit plus de 1% de mon chiffre d'affaires. Une hausse des coûts d'injection qui intervient après la construction des business plan. Depuis, la hausse des coûts de compression du biométhane vers le réseau et des coûts de fonctionnement se font ressentir du fait de la crise qui intervient ces deux dernières années.

**Producteur (anonyme)****Défavorable**

En tant que producteur de biométhane et en tant que porteur d'un projet de méthanisation concerné par le timbre 3, une révision des timbres de cette ampleur ferait augmenter mes charges d'utilisation du réseau de manière significative et brutale; remettant en questionnement l'intérêt même de notre projet.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Pour notre projet de 150 nm<sup>3</sup>/h, le cout du timbre 3 (rebours sur la maille) serait de 25 560€ ( Soit 15 620€ supplémentaires par rapport à la situation actuelle). De plus un surcout de 5 055 € est à intégrer dans le cas de l'ajout du terme capacitaire. Ces surcouts représentent plus de 1% du chiffre d'affaire potentiel, dans un contexte d'inflation du cout de la construction et de l'exploitation (énergie) de nos unités de méthanisation. Ces évolutions brutales peuvent-être de nature à remettre en cause les projets de production de biométhane.

### **EDF**

#### **Favorable**

EDF est favorable aux évolutions envisagées par la CRE des niveaux des termes tarifaires de timbre d'injection permettant de recouvrir les charges directes dans la mesure où celles-ci ont pour objectifs de tenir compte des dynamiques observées. En outre, si un terme capacitaire devait être introduit, EDF est favorable à le fixer à un niveau cohérent avec celui du PIR.

### **Producteur (anonyme)**

#### **Défavorable**

En tant que producteur de biométhane la révision des timbres d'injection viendrait faire augmenter subitement mes charges d'utilisation du réseau / poste d'injection. Pour une Cmax de 105 Nm<sup>3</sup>/h, l'augmentation du timbre 3 (présence de rebours sur la maille) est de 10500 €/an et l'ajout du terme capacitaire atteindrait la somme de 3538.5€/an soit plus de 1% de mon chiffre d'affaires. Une hausse des coûts d'injection qui intervient après la construction des business plan. Depuis, la hausse des coûts de compression du biométhane vers le réseau et des coûts de fonctionnement se font ressentir du fait de la crise qui intervient ces deux dernières années.

#### **Producteur (anonyme)Défavorable**

En tant que producteur de biométhane la révision des timbres d'injection viendrait faire augmenter subitement mes charges d'utilisation du réseau / poste d'injection. Pour une Cmax de 75 Nm<sup>3</sup>/h l'augmentation du timbre 3 (présence de rebours sur la maille) est de [ Cmax\* 100] 7500€/an et l'ajout du terme capacitaire atteindrait la somme de [ Cmax\* 33,7] 2527.5€/an soit plus de 1% de mon chiffre d'affaires. Une hausse des coûts d'injection qui intervient après la construction des business plan. Depuis, la hausse des coûts de compression du biométhane vers le réseau et des coûts de fonctionnement se font ressentir du fait de la crise qui intervient ces deux dernières années.

### **Producteur (anonyme)**

#### **Défavorable**

En tant que producteur de biométhane la révision des timbres d'injection viendrait faire augmenter subitement mes charges d'utilisation du réseau / poste d'injection. Pour une

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Cmax de 200 Nm<sup>3</sup>/h l'augmentation du timbre 3 est de 19,9 k€/an [Cmax \* 100] et l'ajout du terme capacitaire atteindrait la somme de 6 740 €/an [Cmax \* 33,7] soit plus de 1% de mon chiffre d'affaires. Une hausse des coûts d'injection qui intervient après la hausse des coûts de compression du biométhane vers le réseau et des coûts de fonctionnement de mon procédé de méthanisation.

### **TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF considère que le principe susmentionné peut être intéressant à condition qu'il contribue à l'optimisation globale des coûts du réseau. Il est crucial que cela ne se limite pas à une composante tarifaire inerte pour les producteurs. Le signal tarifaire doit être intégré de manière significative pour être pertinent et optimisable par les producteurs, évitant ainsi un simple transfert de coûts entre utilisateurs. TEEGF reste attaché à un cadre tarifaire ne freinant pas artificiellement les raccordements de sites de production de biométhane.

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

#### **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'ATRD7 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 fixe 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.

#### **GRDF**

##### **Défavorable**

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'ajout d'un terme capacitaire contribuant à la couverture de certains coûts indirects des opérateurs a du sens (cf question suivante).

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 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 plutôt 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.**

**Autres acteurs**

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

**Biogaz Tech**

**Favorable****Particulier (anonyme)****Favorable****FCE CFDT****Favorable**

La CFDT partage

**AgroParisTech****Ni favorable, ni défavorable****Chambres d'agriculture France**

CdA France est opposée à la hausse du niveau des timbres d'injection. Le mécanisme des timbres d'injection nous paraît trop complexe, caractérisée notamment par une difficulté à anticiper les recettes.

Relever le timbre d'injection sous prétexte que les recettes attendues n'ont pas été à la hauteur des prévisions méconnaît le fonctionnement des installations de méthanisation. En effet, leurs OPEX ont été calculés en tenant compte des niveaux actuels du timbre et n'ont pas pu anticiper ce relèvement dans leur business plan. Cette augmentation va grever la rentabilité des installations qui comme toutes les entreprises françaises ont subi de plein fouet les impacts de l'augmentation de l'inflation et des coûts de l'énergie. La réévaluation récente des conditions tarifaires pour prendre en compte ces impacts ne doit pas être amputée de ce nouveau coût financier dont la hausse viendrait s'ajouter aux coûts de l'évolution de la réglementation ICPE. Le coût du nouveau niveau de timbre représenterait plusieurs centaines de milliers d'euros pour les exploitations en fonctionnement (entre 100 et 400 k€ sur 15 ans selon les types d'exploitations).

Par ailleurs, le timbre d'injection n'est en aucun cas, un signal de localisation des projets. Les projets sont des projets de territoire qui choisissent leur implantation selon différents critères (proximité du réseau, proximité de l'exploitation agricole et desserte, éloignement des riverains, qualité du sol etc.). L'accès au réseau est bien sûr un critère important mais il est totalement indépendant de la volonté des exploitants et l'emplacement définitif d'une installation de méthanisation est le résultat d'un compromis entre ces différentes variables.

La nouvelle structure du timbre d'injection qui intégrerait un terme capacitaire et des niveaux de timbre en fonction des différents stades de vie de l'installation (augmentation de capacité d'injection) rend encore moins lisible la couverture des coûts des opérateurs. Enfin, rehausser le montant du timbre d'injection de 160% dès le 1er juillet 2024 alors qu'il n'est pas intégré dans les tarifs d'achats est brutal.

CdA France propose que le timbre d'injection soit un tarif unique, péréqué sur l'ensemble des producteurs et destiné à évoluer dans le cadre d'une révision tarifaire du guichet ouvert.

**Question 54 : Êtes-vous favorable à l'élargissement du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection ?**



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

**CLEEE**

Favorable

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**Methatlantique**

Favorable

**France Gaz**

Favorable

Cf réponse à la question 53

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**AAMF**

Défavorable

**Gaz et Territoires**

Favorable

Gaz et Territoires est favorable à l'élargissement du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection. En effet, il faut tenir compte des charges d'exploitation indirectes supportées par les gestionnaires de réseaux et non seulement des coûts directs d'exploitation des ouvrages. Il conviendra toutefois d'être attentif à ne pas créer de doublons pour les charges déjà couvertes par le service d'injection.

**FNSEA**

Comme lors de la consultation sur l'ATRD6 en 2019, lors de laquelle la filière gaz renouvelable avait affirmé son opposition à la création du timbre d'injection, la FNSEA est aujourd'hui opposée à la hausse du niveau des timbres d'injection. Nous avons à l'époque pointer la complexité de la mise en place de ce mécanisme et la difficulté à anticiper les recettes.

Relever le timbre d'injection sous prétexte que les recettes attendues n'ont pas été à la hauteur des prévisions méconnaît le fonctionnement des installations de méthanisation. En effet, leurs OPEX ont été calculés en tenant compte des niveaux actuels du timbre et n'ont

pas pu anticiper ce relèvement dans leur business plan. Cette augmentation va grever la rentabilité des installations qui comme toutes les entreprises françaises ont subi de plein fouet les impacts de l'augmentation de l'inflation et des coûts de l'énergie. La réévaluation récente des conditions tarifaires pour prendre en compte ces impacts ne doit pas être amputée de ce nouveau coût financier dont la hausse viendrait s'ajouter aux coûts de l'évolution de la réglementation ICPE. Le coût du nouveau niveau de timbre représenterait plusieurs centaines de milliers d'euros pour les exploitations en fonctionnement (entre 300 et 400 K€ sur 15 ans selon les types d'exploitations).

Par ailleurs, le timbre d'injection n'est en aucun cas, un signal de localisation des projets. Les projets sont des projets de territoire qui choisissent leur implantation selon différents critères (proximité du réseau, proximité de l'exploitation agricole et desserte, éloignement des riverains, qualité du sol etc.). L'accès au réseau est bien sûr un critère important mais il est totalement indépendant de la volonté des exploitants et l'emplacement définitif d'une installation de méthanisation est le résultat d'un compromis entre ces différentes variables.

La nouvelle structure du timbre d'injection qui intégrerait un terme capacitaire et des niveaux de timbre en fonction des différents stades de vis de l'installation (augmentation de capacité d'injection) rend encore moins lisible la couverture des coûts des opérateurs. Enfin, rehausser le montant du timbre d'injection de 160% dès le 1er juillet 2024 alors qu'ils ne sont pas intégrés dans les tarifs d'achats est brutal.

La FNSEA propose que le timbre d'injection soit un tarif unique, péréqué sur l'ensemble des producteurs et doit être évoluer dans le cadre d'une révision tarifaire du guichet ouvert.

### **France Gaz Renouvelables**

Comme lors de la consultation sur l'ATRD6 en 2019, lors de laquelle FGR avait affirmé son opposition à la création du timbre d'injection, FGR est aujourd'hui opposée à la hausse du niveau des timbres d'injection. Nous avons à l'époque pointer la complexité de la mise en place de ce mécanisme et la difficulté à anticiper les recettes.

Relever le timbre d'injection sous prétexte que les recettes attendues n'ont pas été à la hauteur des prévisions méconnaît le fonctionnement des installations de méthanisation. En effet, leurs OPEX ont été calculés en tenant compte des niveaux actuels du timbre et n'ont pas pu anticiper ce relèvement dans leur business plan. Cette augmentation va grever la rentabilité des installations qui comme toutes les entreprises françaises ont subi de plein fouet les impacts de l'augmentation de l'inflation et des coûts de l'énergie. La réévaluation récente des conditions tarifaires pour prendre en compte ces impacts ne doit pas être amputée de ce nouveau coût financier dont la hausse viendrait s'ajouter aux coûts de l'évolution de la réglementation ICPE. Le coût du nouveau niveau de timbre représenterait plusieurs centaines de milliers d'euros pour les exploitations en fonctionnement (entre 300 et 400 K€ sur 15 ans selon les types d'exploitations).

Par ailleurs, le timbre d'injection n'est en aucun cas, un signal de localisation des projets. Les projets sont des projets de territoire qui choisissent leur implantation selon différents critères (proximité du réseau, proximité de l'exploitation agricole et desserte, éloignement des riverains, qualité du sol etc.). L'accès au réseau est bien sûr un critère important mais il est totalement indépendant de la volonté des exploitants et l'emplacement définitif d'une installation de méthanisation est le résultat d'un compromis entre ces différentes variables.

La nouvelle structure du timbre d'injection qui intégrerait un terme capacitaire et des niveaux de timbre en fonction des différents stades de vis de l'installation (augmentation de capacité

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

d'injection) rend encore moins lisible la couverture des coûts des opérateurs. Enfin, rehausser le montant du timbre d'injection de 160% dès le 1er juillet 2024 alors qu'ils ne sont pas intégrés dans les tarifs d'achats est brutal.

FGR propose que le timbre d'injection soit un tarif unique, péréqué sur l'ensemble des producteurs et doit être évoluer dans le cadre d'une révision tarifaire du guichet ouvert.

### **UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ n'y est pas hostile.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **Syndicat Intercommunal de l'Electricité et du Gaz de l'Eure (SIEGE 27)**

Défavorable

Voir commentaire sous la question 53

### **SDE22**

Réponse confidentielle

#### **territoire d'énergie orne**

Ni favorable, ni défavorable

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

#### **GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

### **SAS PCH**

Favorable

### **CH4PROCESS**

Défavorable

voir détail en réponse 52.

Le timbre d'injection doit rester lié aux travaux réseau pour injecter.

Les études, le commercial, les systèmes d'information sont utilisés par tous les acteurs, y compris ceux qui ne vont pas au bout du projet, ou pour ceux qui exploitent déjà.

Au final ils bénéficient aussi aux consommateurs pour que ces derniers disposent de gaz verts, donc cela doit aussi être porté par eux et pas uniquement par les producteurs lors des travaux d'installation/extension.

**SAS NEVEZUS**

Défavorable

**ENGIE**

Défavorable

ENGIE rappelle les objectifs ambitieux de développement du biométhane exposé par les services de l'Etat dans le cadre de la préparation de la prochaine PPE (44 à 50 TWh injectés en 2030). Dans ce contexte, tous les moyens incitatifs ou favorables au développement de cette énergie locale, renouvelable et bénéfique au tissu économique doivent être mis en œuvre. ENGIE est donc défavorable à l'élargissement du périmètre des charges à couvrir par le timbre d'injection.

**Producteur (anonyme)**

Défavorable

En tant que producteur de biométhane la révision des timbres d'injection viendrait faire augmenter subitement mes charges d'utilisation du réseau / poste d'injection. Pour une Cmax de 70 Nm<sup>3</sup>/h l'augmentation du timbre 3 (présence de rebours sur la maille) est de 7000 k€/an et l'ajout du terme capacitaire atteindrait la somme de 2359 €/an soit plus de 1% de mon chiffre d'affaires. Une hausse des coûts d'injection qui intervient après la construction des business plan. Depuis, la hausse des coûts de compression du biométhane vers le réseau et des coûts de fonctionnement se font ressentir du fait de la crise qui intervient ces deux dernières années.

**Producteur (anonyme)**

Défavorable

**EDF**

Favorable

EDF partage l'analyse de la CRE selon laquelle le périmètre des charges à couvrir doit intégrer tous les coûts liés au développement du biométhane et est donc favorable à son extension. EDF considère néanmoins qu'il s'agit essentiellement de coûts fixes.

**Producteur (anonyme)**

Défavorable

En tant que producteur de biométhane la révision des timbres d'injection viendrait faire augmenter subitement mes charges d'utilisation du réseau / poste d'injection. Pour une Cmax de 105 Nm<sup>3</sup>/h, l'augmentation du timbre 3 (présence de rebours sur la maille) est de 10500 €/an et l'ajout du terme capacitaire atteindrait la somme de 3538.5€/an soit plus de 1% de mon chiffre d'affaires. Une hausse des coûts d'injection qui intervient après la

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

construction des business plan. Depuis, la hausse des coûts de compression du biométhane vers le réseau et des coûts de fonctionnement se font ressentir du fait de la crise qui intervient ces deux dernières années.

**Producteur (anonyme)**

Défavorable

**TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF n'est pas opposé à l'élargissement du périmètre de charges à couvrir si les conditions mentionnées ci-dessus sont respectées.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures**

**GRTgaz**

Défavorable

Compte tenu des éléments de réponse à la question 53, GRTgaz n'est pas favorable à l'élargissement du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection. En particulier, pour l'ATRD7, les coûts de renforcement résiduel peuvent être socialisés dans les tarifs d'acheminement comme c'est le cas pour les ENR électriques.

**GRDF**

Favorable

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.

**Autres acteurs**

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

**Défavorable****Particulier (anonyme)****Favorable****Biogaz Tech****Favorable****Particulier (anonyme)****Favorable****FCE CFDT****Favorable**

La CFDT partage

**AgroParisTech****Ni favorable, ni défavorable****FNME CGT**

La FNME CGT est favorable à l'élargissement du périmètre des charges à couvrir par le timbre d'injection aux charges indirectes. En effet, la montée en puissance de la filière engendre des coûts de structure (équipe commerciales, systèmes d'information, études...) et d'exploitation qui vont au-delà des coûts directs d'énergie et de maintenance.

**Chambres d'agriculture France**

CdA France est opposée à la hausse du niveau des timbres d'injection. Le mécanisme des timbres d'injection nous paraît trop complexe, caractérisée notamment par une difficulté à anticiper les recettes.

Relever le timbre d'injection sous prétexte que les recettes attendues n'ont pas été à la hauteur des prévisions méconnaît le fonctionnement des installations de méthanisation. En effet, leurs OPEX ont été calculés en tenant compte des niveaux actuels du timbre et n'ont pas pu anticiper ce relèvement dans leur business plan. Cette augmentation va grever la rentabilité des installations qui comme toutes les entreprises françaises ont subi de plein fouet les impacts de l'augmentation de l'inflation et des coûts de l'énergie. La réévaluation récente des conditions tarifaires pour prendre en compte ces impacts ne doit pas être amputée de ce nouveau cout financier dont la hausse viendrait s'ajouter aux couts de l'évolution de la réglementation ICPE. Le cout du nouveau niveau de timbre représenterait plusieurs centaines de milliers d'euros pour les exploitations en fonctionnement (entre 100 et 400 k€ sur 15 ans selon les types d'exploitations).

Par ailleurs, le timbre d'injection n'est en aucun cas, un signal de localisation des projets. Les projets sont des projets de territoire qui choisissent leur implantation selon différents

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

critères (proximité du réseau, proximité de l'exploitation agricole et desserte, éloignement des riverains, qualité du sol etc..). L'accès au réseau est bien sûr un critère important mais il est totalement indépendant de la volonté des exploitants et l'emplacement définitif d'une installation de méthanisation est le résultat d'un compromis entre ces différentes variables.

La nouvelle structure du timbre d'injection qui intégrerait un terme capacitaire et des niveaux de timbre en fonction des différents stades de vie de l'installation (augmentation de capacité d'injection) rend encore moins lisible la couverture des coûts des opérateurs. Enfin, rehausser le montant du timbre d'injection de 160% dès le 1er juillet 2024 alors qu'il n'est pas intégré dans les tarifs d'achats est brutal.

CdA France propose que le timbre d'injection soit un tarif unique, péréqué sur l'ensemble des producteurs et destiné à évoluer dans le cadre d'une révision tarifaire du guichet ouvert.

**Question 55 : 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**

Pas de remarque

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Pas de suggestions

**Methatlantique**

Le montant du timbre est trop élevé et n'a pas été prévu à ce niveau lors de la construction des tarifs. Les écarts de timbre supportés par les sites sont trop importants d'un site à l'autre en fonction des renforcements nécessaires. Il faut rechercher la simplification et un meilleur équilibre pour que les investissements sur un même zonage soient répartis entre les différentes installations. La construction du timbre telle qu'elle est proposée n'est pas compatible avec un équilibre financier de la filière. Elle ne donne pas de visibilité aux producteurs et les met en danger financièrement.

**France Gaz**

N/A

**AAMF**

La réhausse du timbre 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 des parcelles dont ils disposent et du gisement qu'ils exploitent. Un gisement qui n'est que relativement



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

mobile. En ajoutant un coût supplémentaire 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 les charges d'exploitation des rebours et le besoin de densification en rebours du réseau.

L'AAMF rappelle également que la filière biométhane suit une trajectoire qui respecte les objectifs fixés par la PPE. À l'horizon 2030 la nouvelle PPE est plus ambitieuse. C'est pourquoi 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.

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 défend un timbre d'injection tel un tarif unique, péréqué sur l'ensemble des producteurs qui doit être évalué dans le cadre d'une révision tarifaire.**

### Gaz et Territoires

Gaz et Territoires n'a pas d'autres suggestions, l'avis des ELD gazières a été donné dans les réponses aux questions précédentes.

### FNSEA

Comme lors de la consultation sur l'ATRD6 en 2019, lors de laquelle la filière gaz renouvelable avait affirmé son opposition à la création du timbre d'injection, la FNSEA est aujourd'hui opposée à la hausse du niveau des timbres d'injection. Nous avons à l'époque pointer la complexité de la mise en place de ce mécanisme et la difficulté à anticiper les recettes.

Relever le timbre d'injection sous prétexte que les recettes attendues n'ont pas été à la hauteur des prévisions méconnaît le fonctionnement des installations de méthanisation. En effet, leurs OPEX ont été calculés en tenant compte des niveaux actuels du timbre et n'ont pas pu anticiper ce relèvement dans leur business plan. Cette augmentation va grever la rentabilité des installations qui comme toutes les entreprises françaises ont subi de plein fouet les impacts de l'augmentation de l'inflation et des coûts de l'énergie. La réévaluation récente des conditions tarifaires pour prendre en compte ces impacts ne doit pas être amputée de ce nouveau coût financier dont la hausse viendrait s'ajouter aux coûts de l'évolution de la réglementation ICPE. Le coût du nouveau niveau de timbre représenterait plusieurs centaines de milliers d'euros pour les exploitations en fonctionnement (entre 300 et 400 K€ sur 15 ans selon les types d'exploitations).

Par ailleurs, le timbre d'injection n'est en aucun cas, un signal de localisation des projets. Les projets sont des projets de territoire qui choisissent leur implantation selon différents critères (proximité du réseau, proximité de l'exploitation agricole et desserte, éloignement



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

des riverains, qualité du sol etc..). L'accès au réseau est bien sur un critère important mais il est totalement indépendant de la volonté des exploitants et l'emplacement définitif d'une installation de méthanisation est le résultat d'un compromis entre ces différentes variables.

La nouvelle structure du timbre d'injection qui intégrerait un terme capacitaire et des niveaux de timbre en fonction des différents stades de vis de l'installation (augmentation de capacité d'injection) rend encore moins lisible la couverture des coûts des opérateurs. Enfin, rehausser le montant du timbre d'injection de 160% dès le 1er juillet 2024 alors qu'ils ne sont pas intégrés dans les tarifs d'achats est brutal.

La FNSEA propose que le timbre d'injection soit un tarif unique, péréqué sur l'ensemble des producteurs et doit être évoluer dans le cadre d'une révision tarifaire du guichet ouvert.

### **France Gaz Renouvelables**

Comme lors de la consultation sur l'ATRD6 en 2019, lors de laquelle FGR avait affirmé son opposition à la création du timbre d'injection, FGR est aujourd'hui opposée à la hausse du niveau des timbres d'injection. Nous avons à l'époque pointer la complexité de la mise en place de ce mécanisme et la difficulté à anticiper les recettes.

Relever le timbre d'injection sous prétexte que les recettes attendues n'ont pas été à la hauteur des prévisions méconnaît le fonctionnement des installations de méthanisation. En effet, leurs OPEX ont été calculés en tenant compte des niveaux actuels du timbre et n'ont pas pu anticiper ce relèvement dans leur business plan. Cette augmentation va grever la rentabilité des installations qui comme toutes les entreprises françaises ont subi de plein fouet les impacts de l'augmentation de l'inflation et des coûts de l'énergie. La réévaluation récente des conditions tarifaires pour prendre en compte ces impacts ne doit pas être amputée de ce nouveau coût financier dont la hausse viendrait s'ajouter aux coûts de l'évolution de la réglementation ICPE. Le coût du nouveau niveau de timbre représenterait plusieurs centaines de milliers d'euros pour les exploitations en fonctionnement (entre 300 et 400 K€ sur 15 ans selon les types d'exploitations).

Par ailleurs, le timbre d'injection n'est en aucun cas, un signal de localisation des projets. Les projets sont des projets de territoire qui choisissent leur implantation selon différents critères (proximité du réseau, proximité de l'exploitation agricole et desserte, éloignement des riverains, qualité du sol etc..). L'accès au réseau est bien sur un critère important mais il est totalement indépendant de la volonté des exploitants et l'emplacement définitif d'une installation de méthanisation est le résultat d'un compromis entre ces différentes variables.

La nouvelle structure du timbre d'injection qui intégrerait un terme capacitaire et des niveaux de timbre en fonction des différents stades de vis de l'installation (augmentation de capacité d'injection) rend encore moins lisible la couverture des coûts des opérateurs. Enfin, rehausser le montant du timbre d'injection de 160% dès le 1er juillet 2024 alors qu'ils ne sont pas intégrés dans les tarifs d'achats est brutal.

FGR propose que le timbre d'injection soit un tarif unique, péréqué sur l'ensemble des producteurs et doit être évoluer dans le cadre d'une révision tarifaire du guichet ouvert.

### **UPRIGAZ**

Non.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**Syndicat Intercommunal de l'Electricité et du Gaz de l'Eure (SIEGE 27)**

Voir commentaire sous la question 53

**SDE22**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

sans avis

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

aucunes

**CH4PROCESS**

Il faut essayer de garder des choses simples : un porteur de projet a déjà de très nombreux paramètres à prendre en compte (techniques, réglementaires, contractuels...).

Nous n'aidons pas la filière si à chaque étape du projet il faut rentrer dans des calculs compliqué.

Et aussi, il faut essayer de garder les choses tout court : nous parlons d'un dispositif qui n'a même pas 3 ans et il s'agit déjà de le modifier!

Les projets mettent 3-5ans à sortir de terre : les porteurs de projet ont besoin de stabilité pour se lancer.

**SAS NEVEZUS**

Nous trouvons que le timbre d'injection, ne devrait pas être impactant aux producteurs de gaz bas carbone. Dans une vision de couvrir l'objectif de production des gaz bas carbone en 2050, il faut adapter le réseau gaz aux besoins des producteurs, sans appliquer d'impact économique. Le signal adressé est trop discriminatoire et non égalitaire.

**ENGIE**

Pas de suggestions

**Producteur (anonyme)**

Les surcouts du timbre d'injection devrait être mutualisé entre producteurs et consommateurs car les unités d'injection doivent se développer dans les zones géographiques qui disposent de matières premières méthanogènes plutôt que dans les zones de forte densité de consommation de biométhane.

**EDF**

EDF n'a pas de suggestions supplémentaires.

**Producteur (anonyme)**

**Que le timbre d'injection soit un tarif unique, péréqué sur l'ensemble des producteurs et doit être évalué dans le cadre d'une révision tarifaire.**

**TotalEnergies Electricite et Gaz France**

Non.

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

Dans sa réponse à la consultation publique ATRT8 portant sur la structure du terme d'injection, , GRTgaz s'est exprimé en faveur de la transformation du terme d'injection actuel en un terme unique purement capacitaire à collecter auprès des expéditeurs (et pas directement auprès du producteur comme actuellement), et de niveau inférieur ou égal à celui des points frontière comme explicité plus haut.

Il serait souhaitable d'avoir une tarification similaire en distribution mais deux structures différentes pourraient également être envisagées.

**GRDF**

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 intégrer 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 ATRD7.

### **Autres acteurs**

#### **FCE CFDT**

la CFDT rappelle à la CRE l'égalité de traitement qu'elle doit avoir entre toutes les ENR et une politique cohérente entre toutes

#### **Chambres d'agriculture France**

CdA France est opposée à la hausse du niveau des timbres d'injection. Le mécanisme des timbres d'injection nous paraît trop complexe, caractérisée notamment par une difficulté à anticiper les recettes.

Relever le timbre d'injection sous prétexte que les recettes attendues n'ont pas été à la hauteur des prévisions méconnaît le fonctionnement des installations de méthanisation. En effet, leurs OPEX ont été calculés en tenant compte des niveaux actuels du timbre et n'ont pas pu anticiper ce relèvement dans leur business plan. Cette augmentation va grever la rentabilité des installations qui comme toutes les entreprises françaises ont subi de plein fouet les impacts de l'augmentation de l'inflation et des coûts de l'énergie. La réévaluation récente des conditions tarifaires pour prendre en compte ces impacts ne doit pas être amputée de ce nouveau coût financier dont la hausse viendrait s'ajouter aux coûts de l'évolution de la réglementation ICPE. Le coût du nouveau niveau de timbre représenterait plusieurs centaines de milliers d'euros pour les exploitations en fonctionnement (entre 100 et 400 k€ sur 15 ans selon les types d'exploitations).

Par ailleurs, le timbre d'injection n'est en aucun cas, un signal de localisation des projets. Les projets sont des projets de territoire qui choisissent leur implantation selon différents critères (proximité du réseau, proximité de l'exploitation agricole et desserte, éloignement des riverains, qualité du sol etc..). L'accès au réseau est bien sûr un critère important mais il est totalement indépendant de la volonté des exploitants et l'emplacement définitif d'une installation de méthanisation est le résultat d'un compromis entre ces différentes variables.

La nouvelle structure du timbre d'injection qui intégrerait un terme capacitaire et des niveaux de timbre en fonction des différents stades de vie de l'installation (augmentation de capacité d'injection) rend encore moins lisible la couverture des coûts des opérateurs. Enfin, rehausser le montant du timbre d'injection de 160% dès le 1er juillet 2024 alors qu'il n'est pas intégré dans les tarifs d'achats est brutal.

CdA France propose que le timbre d'injection soit un tarif unique, péréqué sur l'ensemble des producteurs et destiné à évoluer dans le cadre d'une révision tarifaire du guichet ouvert.

**Question 56 : Êtes-vous favorable au principe de reversement du timbre d'injection ?****Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux****CLEEE**

Ni favorable, ni défavorable

**Associations professionnelles****CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**Methatlantique**

Défavorable

Le montant du timbre est trop élevé et n'a pas été prévu à ce niveau lors de la construction des tarifs. Les écarts de timbre supportés par les sites sont trop importants d'un site à l'autre en fonction des renforcements nécessaires. Il faut rechercher la simplification et un meilleur équilibre pour que les investissements sur un même zonage soient répartis entre les différentes installations. La construction du timbre telle qu'elle est proposée n'est pas compatible avec un équilibre financier de la filière. Elle ne donne pas de visibilité aux producteurs et les met en danger financièrement.

**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

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**Gaz et Territoires**

Favorable

Gaz et Territoires est favorable au principe de reversement aux GRT du timbre d'injection et souligne que dans la logique de timbre d'injection universel et péréqué, ce mécanisme 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.

**UPRIGAZ**

Oui.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

**Syndicat Intercommunal de l'Electricité et du Gaz de l'Eure (SIEGE  
27)**

Défavorable

Le reversement de la part « capacitaire » au seul GRT, assez baroque, devient inopérante si la suggestion du timbre universel est retenue.

**SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCRR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Défavorable

Non, cela pénaliserait la filière du biogaz dans son développement territorial en particulier dans des territoires ruraux comme le nôtre.

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

**GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**CH4PROCESS**

Ni favorable, ni défavorable

**SAS NEVEZUS**

Défavorable

**ENGIE**

Favorable

ENGIE est favorable à ce principe de reversement

**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.

**ANODE**

Nous sommes favorables aux dispositions permettant de simplifier et de faciliter le développement de la production du biométhane injecté. Toutefois, il est indispensable de conserver a minima un signal économique, pour éviter les décisions d'investissement inappropriées et non pérennes. En effet, la valorisation de la biomasse est amenée à se développer pour de nombreux usages différents de la production de biométhane injectée dans les réseaux. Il est donc important de classer et de prioriser les choix de valorisation, pour favoriser la production de biométhane injectée où les contraintes de réseaux sont les moins importantes ; et laisser le choix aux autres projets de valoriser le biogaz pour de la production d'électricité, de la mobilité bioGNV ou la production de biocarburants notamment pour le transport aérien.

**ENI**

Nous sommes favorables aux dispositions permettant de simplifier et de faciliter le développement de la production du biométhane injecté. Toutefois, il est indispensable de conserver a minima un signal économique, pour éviter les décisions d'investissement inappropriées et non pérennes. En effet, la valorisation de la biomasse est amenée à se développer pour de nombreux usages différents de la production de biométhane injectée dans les réseaux. Il est donc important de classer et de prioriser les choix de valorisation, pour favoriser la production de biométhane injectée où les contraintes de réseaux sont les moins importantes ; et laisser le choix aux autres projets de valoriser le biogaz pour de la production d'électricité, de la mobilité bioGNV ou la production de biocarburants notamment pour le transport aérien.

**TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF est favorable au principe de reversement du timbre d'injection.

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures****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 par le fournisseur du producteur raccordé au réseau de distribution.

### **GRDF**

#### **Défavorable**

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, même si des complications supplémentaires vont devoir être gérées pour la gestion des augmentations de capacités.

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 péréquéé 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.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

#### **Défavorable**

#### **Particulier (anonyme)**

#### **Défavorable**

#### **Particulier (anonyme)**

#### **Défavorable**

#### **Particulier (anonyme)**

#### **Favorable**

#### **Biogaz Tech**

#### **Défavorable**



**Particulier (anonyme)**

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.

**FCE CFDT**

Favorable

pas d'objection

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Question 57 : Êtes-vous favorable au calendrier envisagé par le CRE pour la mise en œuvre des évolutions de structure du tarif de distribution ?**

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

**CLEEE**

Ni favorable, ni défavorable

Nous sommes favorables à la mise en place du terme de débit sur les T1-T2-T3 à partir du moment où les systèmes de remontées d'information sont effectifs partout. Si lesdites remontées sont disponibles au 1/1/2026, nous sommes favorables au calendrier envisagé.

Pour les modifications relatives au timbre d'injection nous sommes favorables au démarrage au 1/7/2024.

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable

France Gaz est favorable à ce que toutes les évolutions de structure, y compris celles relatives au timbre d'injection, soient mises en œuvre en 2026, afin de laisser à tous les acteurs le temps de les anticiper et afin d'assurer la synchronicité avec les évolutions tarifaires des ELD.

**SYNASAV**

**Ni favorable, ni défavorable****Gaz et Territoires****Favorable**

Concernant l'introduction d'un terme de débit et l'abaissement du seuil T2/T3, Gaz et Territoires est favorable à la date de mise en œuvre proposée par la CRE, à savoir le 1<sup>er</sup> juillet 2026. Les ELD gazières souhaitent que la date d'entrée en vigueur, pour les évolutions du timbre d'injection, soit également le 1<sup>er</sup> juillet 2026 (à la fois pour GRDF et pour les ELD). Cela permettrait de démarrer toutes les évolutions de structure au moment de l'entrée en vigueur de la période ATRD7 des ELD gazières.

**UPRIGAZ**

L'UPRIGAZ n'a pas d'objection à ce calendrier.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****Syndicat Intercommunal de l'Electricité et du Gaz de l'Eure (SIEGE  
27)****Défavorable**

Le calendrier proposé laisse d'abord supposer que la révision est plus fondée sur une démarche corrective de la trajectoire de recouvrement ATRD6 des timbres d'injection qu'appuyée sur une volonté d'optimiser la localisation des sites de production. Ce calendrier est ensuite utopique si on admet que le rebours est aujourd'hui l'alternative au développement de la filière en zone rurale et que nombre de projets déjà enregistrés les attendent. Or les plans d'affaire des projets méconnaissent encore cet addenda financier (environ 15 000€ pour un projet de taille moyenne) de nature à bloquer leur mise en œuvre.

**SDE22****Réponse confidentielle****Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****FNCRR****Réponse confidentielle****Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché****GAZFIO SAS****Réponse confidentielle****SAS PCH****Favorable**

**CH4PROCESS****Défavorable**

Sur le passage T2-T3, juillet 2026 est cohérent pour les raisons indiquées.

Sur le timbre, voir réponse 55 : il faut arrêter de changer les outils

Quel message est envoyé aux porteurs de projets déjà difficiles à motiver en changeant le timbre et en montant son tarif sinon que les frais de raccordement vont coûter plus cher et que l'administration n'a pas su garder un dispositif stable plus de 3-4 ans ?

Nous sommes sur un dispositif décidé en 2019 mais définit en 2020... il n'y a même pas 3 ans de REX et il serait question de faire évoluer l'outil pour lui faire porter des coûts indirect mal définis.

Il est noté que cela concerne que peu d'acteurs au final, mais c'est tous les porteurs de projets, et leurs banques et financiers, qui auront le message d'une baisse d'incitation à la filière (et qui devront replonger dans des calculs pour essayer de recomprendre un des nombreux paramètres des projets déjà bien compliqués d'unités de méthanisation).

**ENGIE****Favorable**

Il est en effet impératif de prévoir un calendrier qui laisse le temps aux acteurs concernés par ces évolutions de structure de se préparer à leur mise en œuvre.

Juillet 2026 semble être une date raisonnable pour laisser le temps d'opérer ces développements à fort impact pour les fournisseurs. Une date plus rapprochée que juillet 2026 ne serait pas tenable.

**EDF****Favorable**

Si une évolution du seuil T1/T2 ainsi que l'introduction d'un terme de débit devaient être adoptées, EDF estime que la date du 1er janvier 2026 laisse suffisamment de temps aux fournisseurs pour les mettre en œuvre.

**ANODE**

Voir réponses aux questions précédentes.

**ENI**

Voir réponses aux questions précédentes.

**TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF est favorable au calendrier proposé par la CRE, sauf s'agissant de l'introduction du terme de débit et de l'abaissement du seuil T2/T3 prévu pour le 1er juillet 2026. TEEGF est d'avis que cette date est prématurée pour de telles évolutions, et insiste sur la nécessité de les coordonner avec l'adaptation des règles de profilages.

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

Ni favorable, ni défavorable

GRTgaz ne se prononce pas.

**GRDF**

Défavorable

GRDF s'oppose fermement à l'application des évolutions sur le timbre d'injection dès le 1er juillet 2024 : d'une part l'application des nouvelles modalités de calcul (augmentation de capacité, terme capacitaire) nécessite en effet d'adapter les outils et process de facturation des producteurs, et d'autre part l'impact serait loin d'être négligeable pour les producteurs sans qu'ils n'aient été en mesure de l'anticiper.

S'il devait y avoir une mise en œuvre, elle ne pourra être que différée à 2026. A la fois pour les consommateurs de gaz et les producteurs de gaz verts. Cette échéance permet par ailleurs de respecter la cohérence avec le tarif des ELD et l'intégration dans la formule tarifaire du guichet ouvert, échange à entamer avec la DGEC rapidement.

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

**Particulier (anonyme)**

Favorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

Non s'agissant du changement de seuil dont les impacts globaux ne sont pas encore suffisamment documentés à ce stade.

**territoire d'énergie orne**

Ni favorable, ni défavorable

**FCE CFDT**

Favorable

La CFDT partage

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**FNME CGT**

La FNME CGT est favorable à la mise en oeuvre des évolutions de la structure tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2026 afin de laisser aux acteurs le temps de s'y préparer, notamment en termes d'adaptation des systèmes d'information. Nous comprenons que les évolutions relatives au timbre pourraient, quant à elles, intervenir dès le 1<sup>er</sup> juillet 2024 en raison du faible nombre d'utilisateurs concernés.

**Question 58 : Pensez-vous souhaitable de faire porter les coûts de la relève résiduelle aux seuls consommateurs générant ces coûts ?**

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

**CLEEE**

Oui

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Sans avis

**France Gaz**

Oui

France Gaz est favorable au principe consistant à faire payer les coûts de la relève résiduelle aux clients générant ces coûts, selon un schéma équivalent à ce qui a été mis en place pour Linky.

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Pour une bonne mise en œuvre de ce principe, il paraît nécessaire de prévoir une traçabilité de la décision d'opposition du consommateur de l'installation de Gazpar.

### **SYNASAV**

Sans avis

### **Gaz et Territoires**

Oui

Bien que n'étant pas concernées pour le moment, les ELD gazières sont favorables à faire porter les coûts de la relève résiduelle aux seuls consommateurs générant ces coûts, sous réserve que l'on puisse distinguer de manière claire le motif de non mise en place du compteur évolué. Il nous paraît en effet important d'exclure de ce dispositif les consommateurs pour lesquels la pose de compteur évolué est techniquement impossible.

### **UPRIGAZ**

Oui.

### **Autorités organisatrices de la distribution d'énergie**

#### **SDE22**

Réponse confidentielle

#### **FNCRR**

Réponse confidentielle

#### **territoire d'énergie orne**

Non

Soucieuse du service public de distribution de gaz, le Te61 est attentif à la qualité de service offert à ses usagers, notamment quant à leur égalité de traitement et au soutien apporté aux plus précaires.

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

#### **GAZFIO SAS**

Réponse confidentielle

#### **SAS PCH**

Oui

**CH4PROCESS****Sans avis**

Attention, la question n'est pas posée clairement et n'est pas en phase avec la consultation :

=> les coûts de relève résiduelle seront générés par tous les consommateurs n'ayant pas de compteur gazpar ;

=> la délibération du 28/07/2021 cible explicitement les consommateurs avec une volonté manifeste de ne pas être équipé, ce qui est différent.

Bref, pour les consommateurs ne pouvant pas être équipés (problèmes techniques notamment), c'est au gestionnaire de réseau et donc à l'ensemble des consommateurs de payer le surcout de la relève résiduelle.

**EDF****Oui**

EDF soutient le principe qui prévoit de faire supporter aux utilisateurs qui, de leur fait, ne disposent pas d'un compteur communicant, le surcoût de la prestation de relève à pied. Cependant, afin de garantir l'opposabilité de cette prestation, il est nécessaire que les gestionnaires de réseaux puissent prouver que l'utilisateur a refusé la pose du compteur. Il est donc nécessaire que les gestionnaires de réseaux tracent ces refus dans leur système d'information et les communiquent aux fournisseurs. En effet, la quasi-totalité des utilisateurs ayant souscrit un contrat unique, les utilisateurs se tourneront vers leur fournisseur et non vers le gestionnaire de réseaux pour demander une explication ou contester la facturation de cette prestation.

**ENGIE****Oui**

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE consistant à ne faire porter les coûts de la relève résiduelle qu'aux seuls clients générant ces coûts, c'est-à-dire les clients qui ne sont pas équipés d'un compteur évolué Gazpar et qui n'ont pas mis à disposition de GRDF leur index de consommation durant plus de 12 mois. Toutefois, ne devraient pas être concernés par cette tarification les clients pour lesquels l'absence d'équipement d'un compteur Gazpar est indépendant de leur fait et résulte de difficultés de déploiement propres à GRDF. Il revient donc au GRD de s'assurer que cette composante tarifaire n'est pas appliquée à des clients se trouvant dans de telles situations.

Par ailleurs, si ENGIE partage le bilan positif s'agissant de la phase de déploiement du compteur Gazpar, débutée en 2017, avec un niveau de déploiement, à date, de 95 % du parc, ENGIE considère que tendre à adresser intégralement la part résiduelle de clients n'en étant pas encore équipés est un enjeu important afin d'accélérer le développement du suivi et du pilotage des consommations des clients particuliers comme professionnels. A ce titre, ENGIE appelle l'attention de la CRE sur les difficultés rencontrées actuellement par Enedis pour le déploiement des compteurs communicants Linky sur la part résiduelle de clients n'en étant pas encore équipés. Au regard de ce retour d'expérience, ENGIE appelle à maintenir l'engagement des GRD sur le déploiement rapide des compteurs communicants auprès des clients non équipés.

**ANODE**

Oui, s'il s'agit de consommateurs ayant refusé la pose d'un compteur Gazpar. Néanmoins, il faut être vigilant aux cas de consommateurs non équipés en raison du refus du locataire ou du propriétaire précédent. (Voir nos réponses à ces questions pour les compteurs Linky lors de consultations publiques précédentes.)

**ENI**

Oui, s'il s'agit de consommateurs ayant refusé la pose d'un compteur Gazpar. Néanmoins, il faut être vigilant aux cas de consommateurs non équipés en raison du refus du locataire ou du propriétaire précédent. (Voir nos réponses à ces questions pour les compteurs Linky lors de consultations publiques précédentes.)

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

Sans avis

GRTgaz ne se prononce pas.

**GRDF**

Oui

GRDF est favorable au principe de faire porter les coûts de la relève résiduelle aux seuls consommateurs n'ayant pas répondu favorablement aux sollicitations de GRDF pour l'installation d'un compteur Gazpar.

Le processus mis en place par GRDF pour la saturation du déploiement permettra de les identifier précisément à partir de 2024, et ainsi mettre en place ce dispositif de facturation ciblée qui évitera de reporter les coûts qu'ils génèrent sur l'ensemble des autres consommateurs.

**ENEDIS**

Enedis partage l'analyse de la CRE visant à faire porter les coûts de la relève résiduelle aux seuls consommateurs non équipés de compteurs Gazpar et n'ayant pas fait la demande de pose d'un compteur Gazpar. En effet, Enedis considère que les surcoûts générés par les compteurs historiques et la mobilisation des ressources techniques et clientèle qu'ils génèrent ne doivent pas être supportés par l'ensemble des consommateurs.

**Autres acteurs****Particulier (anonyme)**

Non

**Particulier (anonyme)**



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Non

**Particulier (anonyme)**

Oui

**Particulier (anonyme)**

Oui

**Particulier (anonyme)**

Oui

D'autant, vu les précautions envisagées.

**FCE CFDT**

Oui

La CFDT considère que gazpar favorise la sobriété, les consommateurs opposés doivent donc couvrir les coûts

**AgroParisTech**

Sans avis

**FNME CGT**

La FNME CGT est favorable à condition que le périmètre des utilisateurs supportant ces coûts soit strictement limité aux utilisateurs qui ne sont pas équipés d'un compteur communicant de leur fait, et cela avec certitude. GRDF devrait être incité aux renouvellements des ouvrages afin d'avoir un minimum de compteur inaccessible.

**Question 59 : Êtes-vous favorable à l'approche proposée par la CRE et aux modalités envisagées concernant la facturation de la relève résiduelle ?**

**Associations professionnelles**

**CAPEB**

Ni favorable, ni défavorable

**France Gaz**

Ni favorable, ni défavorable

**SYNASAV**

Ni favorable, ni défavorable

**Gaz et Territoires**

Favorable

Gaz et Territoires considère que l'approche de la CRE est cohérente en reproduisant le schéma d'Enedis pour les compteurs Linky.

Par ailleurs, Gaz et Territoires considère que l'interruption de gaz pour non-accès au compteur ne doit pas être un motif d'interruption de la facturation de la relève résiduelle. En effet, cette continuité est rendue nécessaire du fait de l'obligation des GRD à s'assurer régulièrement de l'absence de consommation de ces compteurs (ce qui ne peut être réalisé à distance comme pour les compteurs Gazpar). Elle constitue en outre une incitation envers le client à laisser l'accès à son compteur et simplifie les évolutions des SI des GRD.

**UPRIGAZ**

Oui.

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie****SDE22**

Réponse confidentielle

**FNCRR**

Réponse confidentielle

**territoire d'énergie orne**

Favorable

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

Réponse confidentielle

**SAS PCH**

Favorable

**CH4PROCESS**

Ni favorable, ni défavorable

### **EDF**

#### **Favorable**

EDF est favorable à la facturation du coût de relève résiduelle via une prestation dédiée et non via une composante tarifaire spécifique. Cela aurait plusieurs avantages : i) une mise en œuvre réalisable à court terme ii) une mise à jour automatique par GRDF en cas de changement de statut du client, iii) une prise en compte automatique par les fournisseurs dans l'édition des factures, iv) une visibilité accrue de ce surcoût pour le client et v) un moindre coût pour les fournisseurs et in fine pour les clients.

### **ENGIE**

#### **Défavorable**

ENGIE n'est pas favorable aux modalités envisagées. L'intégration du coût comme un terme de l'ATRD, à l'image d'ENEDIS, nécessiterait des développements importants afin de pouvoir le visualiser sur la facture des clients. ENGIE est plus favorable à l'intégrer comme un frais.

### **ANODE**

Les modalités de facturation des relèves résiduelles seront publiées avec l'ATRD 7 dont l'entrée en vigueur est prévue pour le 1<sup>er</sup> juillet 2024. Ainsi, la facturation de la relève résiduelle ne devrait pas être appliquée en amont de cet exercice tarifaire.

La CRE doit formaliser qui du GRD ou du fournisseur est responsable de la réception de cette auto-relève. Nous suggérons que ce soit le GRD.

### **ENI**

Les modalités de facturation des relèves résiduelles seront publiées avec l'ATRD 7 dont l'entrée en vigueur est prévue pour le 1<sup>er</sup> juillet 2024. Ainsi, la facturation de la relève résiduelle ne devrait pas être appliquée en amont de cet exercice tarifaire.

La CRE doit formaliser qui du GRD ou du fournisseur est responsable de la réception de cette auto-relève. Nous suggérons que ce soit le GRD.

### **TotalEnergies Electricite et Gaz France**

TEEGF partage l'approche de la CRE et estime qu'il serait pertinent de reproduire le dispositif de facturation appliqué par Enedis depuis le 01/01/23. Bien que GRDF ait déjà organisé quelques réunions sur la communication auprès de ces clients, TEEGF souhaiterait obtenir davantage de détails sur le processus retenu, notamment en ce qui concerne la transmission des flux du GRD au fournisseur, le libellé ou encore la fréquence de facturation de la composante tarifaire spécifique.

Par ailleurs il nous semble nécessaire pour l'ensemble des acteurs que le fournisseur ait la possibilité SI de transmettre à GRDF les index auto relevés des compteurs estimés (comme c'est le cas pour les compteurs non évolués). A date, seul le GRD peut intégrer cette donnée alors même que le fournisseur est l'interlocuteur privilégié du client. Cette évolution

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

permettrait une meilleure récupération des données clients, utile à la fois au GRD et au fournisseur, tout en améliorant l'accompagnement client et lui éviter ainsi d'être potentiellement concerné par les communications de prévenance du GRD.

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

#### **GRTgaz**

Ni favorable, ni défavorable

GRTgaz ne se prononce pas.

#### **GRDF**

Défavorable

Bien qu'étant d'accord sur le principe général, GRDF émet des réserves quant aux modalités pratiques de mise en œuvre de la facturation de la relève résiduelle.

Tout d'abord, le choix de traduire ces coûts dans une composante tarifaire complexifie significativement le traitement comptable par rapport à la création d'un frais au catalogue des prestations de GRDF. Rappelons à ce sujet que le tarif ATRD ne prévoit pas de composante comptage dans la grille contrairement au TURPE.

La CRE le justifie en indiquant que la relève fait partie des missions de base du distributeur incluses dans le tarif, mais on pourrait imaginer qu'avec la généralisation des compteurs communicants cet aspect soit reconsidéré.

En effet, ce cas existe déjà pour les clients en fréquence standard mensuelle et son traitement passe par l'intermédiaire d'un frais annexe comme précisé dans le cadre de la prestation n°24 : « Pour les PCE T3 (hors T3JJ ou T3JM), T1 MM et T2 MM, si le compteur ne peut pas être équipé d'un module de relevé à distance pour une raison imputable au Client, un supplément correspondant au surcoût généré par cette situation est facturé (cf. Prestation N° 309 « Relevé cyclique avec déplacement des Clients MM (PCE à fréquence de Relevé mensuelle) »). » Une formulation équivalente pourrait être rédigée pour les clients en fréquence semestrielle, ne transmettant pas d'index auto-relevé, qui seraient alors soumis à un nouveau frais d'un montant de 44 €/an : cela aurait le mérite d'offrir un mode de traitement homogène pour tous les clients de GRDF.

GRDF préconise cette solution d'un frais au catalogue par rapport à celle d'un terme tarifaire, inspirée du dispositif mis en place chez ENEDIS et dont les retours que nous avons démontré une réelle complexité opérationnelle de mise en œuvre.

GRDF est opposé à la facturation bimestrielle d'un frais qui serait d'environ 7€ tous les 2 mois : outre la lourdeur supplémentaire du processus qui engendrait des coûts de développement SI par ailleurs, l'impact en termes d'incitation à la pose du compteur Gazpar serait réduite par rapport à un frais facturé en une seule fois dans l'année.

Par ailleurs, en cas de facturation du frais annuel, GRDF a proposé à la CRE qu'un remboursement total puisse être fait au client, sur demande de sa part, s'il accepte la pose du compteur Gazpar dans les mois suivants afin de ne pas le pénaliser par rapport à la facturation bimestrielle. GRDF rappelle aussi que par définition, la facturation de ce frais n'interviendrait pas avant un an sans transmission d'index auto-relevé : le dispositif reste

## VERBATIM

---

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

donc globalement très équitable pour le client et n'induirait aucune facturation indue ou anticipée par rapport aux coûts engendrés.

Enfin, l'articulation avec la procédure de coupure pour multi-absence à la relève méritera d'être précisée dans le cadre des travaux en GTG, mais si un délai de plus d'un an s'est écoulé entre le premier courrier envoyé par GRDF au titre de la relève résiduelle et la coupure effective du client, la facturation d'un frais annuel de 44 € reste légitime selon GRDF, sans remboursement dans ce cas, en complément du frais de coupure lié à cet autre processus et à l'intervention technique.

### **ENEDIS**

Enedis attire l'attention de la CRE sur la détermination du coût unitaire permettant de facturer la relève résiduelle afin de refléter l'ensemble des coûts supportés par l'opérateur : maintien en condition opérationnelle d'une double chaîne de comptage et des systèmes d'information associés, déplacements sur le terrain, envoi des notifications et traitement des réclamations. Ainsi, le montant facturé pour la relève résiduelle doit être régulièrement revu.

### **Autres acteurs**

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Défavorable

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

faire de même pour les 2 distributeurs d'énergies

#### **Particulier (anonyme)**

Favorable

#### **CEA**

Favorable

#### **FCE CFDT**

Favorable

la CFDT partage la proposition de la CRE

**Particulier (anonyme)**

Favorable

**AgroParisTech**

Ni favorable, ni défavorable

**Particulier (anonyme)**

Défavorable

## **CONTRIBUTEURS À LA CONSULTATION PUBLIQUE**

**Associations de consommateurs et d'utilisateurs des réseaux [2]**

**CLCV**

**CLEEE**

**Associations professionnelles [20]**

**ATEE CLUB BIOGAZ**

**CAPEB**

**COEDIS**

**UMGCCP FFB**

**habitA+**

**Les Canalisateurs**

**CNPG**

**PG-Professionnel du Gaz**

**Methatlantique**

**UPRIGAZ**

**INSTITUT DES CONSTRUCTEURS ET DES PROMOTEURS**

**France gaz renouvelables**

**COENOVE**

**ATEE CTBM**

**France Gaz**

**SYNASAV**

**AAMF**

**FNSEA**

**Gaz et Territoires**

**UTP**

**Uprigaz**

**Autorités organisatrices de la distribution d'énergie [16]**

**Syndicat départemental d'énergies du gers**

**UNION DES SECTEURS D'ENERGIE DU DEPARTEMENT DE L' AISNE**

**Communauté d'Agglomération Sarreguemines Confluences**

**Syndicat mlxte de l'Energie du Cambrésis**

**Syndicat Intercommunal de l'Electricité et du Gaz de l'Eure (SIEGE 27)**

**Sigeif**

**FEDERATION DEPARTEMENTALE D'ENERGIES DE LA SOMME**

**FDE 62**

**Territoire d'Energie Alsace**

**TERRITOIRE D'ENERGIE FLANDRE**

**Territoire Energie Mayenne**

**Syndicat Départemental d'énergie du Tarn et Garonne (réponse confidentielle)**

**SDE22 (réponse confidentielle)**

**FNCCR (réponse confidentielle)**

**TERRITOIRE D'ENERGIE LOT-ET-GARONNE (réponse confidentielle)**

**territoire d'énergie Orne**

**Fournisseurs, producteurs d'énergie et autres acteurs de marché [30]**

**SAS MD CO2**

**prodeval**

**SAS PCH**

**Phinelec**

**GAZFIO SAS (réponse confidentielle)**

**CVE biogaz / Marque Ecovalim**

**SAS NEVEZUS**

**SAS METHAMAINE**

**CH4PROCESS**

**ENGIE (partiellement confidentielle)**

**TRYON**

**Producteur (anonyme)**

Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

**Biométhane de l'Aisne (réponse confidentielle)**

**Producteur (anonyme)**

**Producteur (anonyme)**

**Producteur (anonyme)**

**Producteur (anonyme)**

**Producteur (anonyme)**

**Producteur (anonyme)**

**Producteur (anonyme)**

**Producteur (anonyme)**

**EDF (partiellement confidentielle)**

**Producteur (anonyme)**

**SPAC**

**Producteur (anonyme)**

**Producteur (anonyme)**

**Producteur (anonyme)**

**TotalEnergies Electricité Gaz France**

**ENI**

**Anode**

**Gestionnaires de réseaux et d'infrastructures [4]**

**GRDF (partiellement confidentielle)**

**Teréga**

**GRTgaz**

**ENEDIS (partiellement confidentielle)**

**Autres acteurs [33]**

**Particulier (anonyme)**

**Particulier (anonyme)**

**Particulier (anonyme)**

**Particulier (anonyme)**

**AgroParisTech**

**SATO**

**FORLAM**

**Particulier (anonyme)**

**CEA**

**Particulier (anonyme)**



Prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Jérôme BTP

Moulinot Compost & Biogaz (réponse confidentielle)

Gilles Hébrard

Pierre-André GALY

STTP BORDET (réponse confidentielle)

E3D-Environnement

RATP

CFE-CGC Energies

SOLAGRO

Sénateur

Particulier (anonyme)

JoGGin Groupe

Biogaz Tech

Particulier (anonyme)

INRAE

Particulier (anonyme)

FCE CFDT

QUALIGAZ EVONIA

Bio Tank

Institut Polytechnique UniLaSalle

fnme-cgt FNME-CGT

Chambres d'agriculture France

Particulier (anonyme)

Particulier (anonyme)