

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

Date de la contribution : 20/11/2023

Introduction

Cadre de régulation tarifaire

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

Sans avis

Commentaire :

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.

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.

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 ?

Oui

Commentaire :

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 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.

Question 3 : Avez-vous des remarques sur la méthode de détermination du revenu autorisé ?

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

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 ?

Défavorable

Commentaire :

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.

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

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.

Question 6 : Êtes-vous favorable au maintien de la régulation incitative relative aux coûts échoués de GRDF ?

Favorable

Commentaire :

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

Suite au retour d'expérience de la période précédente, GRDF s'interroge toutefois sur la réalité de la prise en compte au cas par cas des coûts échoués exceptionnels présentés par les opérateurs et demande que, sur la période ATRD7, cette couverture des coûts échoués non récurrents ou prévisibles devienne effective.

Question 7 : Êtes-vous favorable à la reconduction en l'état du cadre de régulation concernant les actifs immobiliers et les terrains cédés ?

Favorable

Commentaire :

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.

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

Défavorable

Commentaire :

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 États 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).

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

Favorable

Commentaire :

GRDF est favorable au calendrier prévu par la CRE.

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 ?

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.

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 ?

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.

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

Favorable

Commentaire :

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

Question 13 : Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant les évolutions de la régulation incitative des coûts d'exploitation envisagées ?

Oui

Commentaire :

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

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 ?

Oui

Commentaire :

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.

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

Non

Commentaire :

En préambule, GRDF rappelle que l'Avantage en Nature Energie relève du statut des Industries Electriques et Gazières et le montant des versements 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.

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 ?

Favorable

Commentaire :

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 m³/h - avec extension > 35 m » et « Raccordement - 16 m³/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 A_i , B_i , et C_i 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.

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 ?

Favorable

Commentaire :

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.

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 ?

Défavorable

Commentaire :

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.

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.

Question 19 : Partagez-vous les enjeux présentés par la CRE s'agissant de la régulation incitative de la qualité de service ?

Oui

Commentaire :

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.

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 ».

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) ?

Défavorable

Commentaire :

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).

Question 21 : Êtes-vous favorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative du traitement des réclamations ?

Défavorable

Commentaire :

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.

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 ».

Question 22 : Êtes-vous favorable aux modifications envisagées par la CRE pour la régulation incitative du compte d'écart distribution (CED) ?

Défavorable

Commentaire :

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.

Question 23 : Êtes-vous favorable à l'introduction de l'indicateur « Taux de publication des données journalières de consommation » ?

Défavorable

Commentaire :

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 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.

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) ?

Défavorable

Commentaire :

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.

Concernant l'indicateur « volume d'écêtement 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'écêtement, 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 écêtés 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.

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 ?

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.

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 ?

Défavorable

Commentaire :

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.

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.) ?

Non

Commentaire :

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.

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 ?

Non

Commentaire :

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.

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 ?

Oui

Commentaire :

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.

Question 30 : Considérez-vous souhaitable de mettre en œuvre dès maintenant ces évolutions ?

Non

Commentaire :

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.

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 ?

GRDF n'a pas d'autres suggestions.

Question 32 : Êtes-vous favorable aux taux de pertes théorique envisagés par la CRE pour le tarif ATRD7 ?

Favorable

Commentaire :

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.

Question 33 : Êtes-vous favorable à la reconduction le cadre de régulation du projet changement de gaz tel que défini sur la période ATRD6 ?

Favorable

Commentaire :

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.

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 ?

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 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 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.

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 ?

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

Question 36 : Avez-vous des observations sur le niveau de charges nettes d'exploitation envisagé par la CRE sur la période ATRD7 ?

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.

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.

Question 37 : Avez-vous des remarques concernant le solde de CRCP au 31 décembre 2023 ?

L'estimation de solde de CRCP affichée par la CRE est cohérente 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.

Question 38 : Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges à couvrir demandé par 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 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.

Question 39 : Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRD6 ?

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).

Question 40 : Que pensez-vous des trajectoires prévisionnelles de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés envisagées par la CRE ?

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 déplaçonner la prise en compte des effets de portefeuille dans le calcul du k).

Question 41 : Avez-vous des remarques concernant les options de lissage du revenu autorisé de GRDF envisagées par la CRE ?

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.

Question 42 : Êtes-vous favorable aux modalités d'évolution du terme Rf envisagées par la CRE ?

Favorable

Commentaire :

GRDF est favorable aux modalités d'évolution du terme Rf, dans la continuité d'ATRD6.

Structure tarifaire

Question 43 : Partagez-vous les enjeux identifiés par la CRE en termes de structure du tarif de distribution de gaz ?

Oui

Commentaire :

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.

Question 44 : Partagez-vous les enjeux identifiés concernant la tarification des usages appoint-secours du réseau de distribution ?

Oui

Commentaire :

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.

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 ?

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 Nm³/h correspond en effet au seuil d'apparition d'un usage industriel du gaz. Avec ce seuil, environ 125 000 PCE 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).

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 ?

Oui

Commentaire :

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 Nm³/h alors que la CRE mentionne un niveau égal à 4 €/an par Nm³/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 Nm³/h (soit moins de 10% des recettes du tarif T3). Ainsi, avec ce faible montant de 4€/an par Nm³/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 à minima à 8€ par Nm³/h.

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 ?

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).

Question 48 : Partagez-vous la position de la CRE sur l'opportunité d'un changement de seuil T2/T3 ?

Non

Commentaire :

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.

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 ?

Favorable

Commentaire :

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.

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 ?

Sans avis

Commentaire :

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.

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 ?

Favorable

Commentaire :

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 52).

Question 52 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant le traitement des augmentations de capacité dans l'application du timbre d'injection ?

Oui

Commentaire :

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.

Question 53 : Êtes-vous favorable aux principes, paramètres de construction et niveaux du timbre d'injection envisagés par la CRE pour le tarif ATRD7 ?

Défavorable

Commentaire :

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.

Question 54 : Êtes-vous favorable à l'élargissement du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection ?

Favorable

Commentaire :

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.

Question 55 : Avez-vous d'autres suggestions concernant ce périmètre de charges et la forme à donner au timbre d'injection ?

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.

Question 56 : Êtes-vous favorable au principe de reversement du timbre d'injection ?

Défavorable

Commentaire :

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 péréqué que propose GRDF, le mécanisme de reversement aux GRT s'en trouverait nettement simplifié. Dans un tel cas, un reversement calculé sur la base d'un prorata des charges directes et indirectes encourues par les GRD et les GRT semblerait indiqué.

Question 57 : Êtes-vous favorable au calendrier envisagé par le CRE pour la mise en œuvre des évolutions de structure du tarif de distribution ?

Défavorable

Commentaire :

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.

Question 58 : Pensez-vous souhaitable de faire porter les coûts de la relève résiduelle aux seuls consommateurs

généralisant ces coûts ?

Oui

Commentaire :

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.

Question 59 : Êtes-vous favorable à l'approche proposée par la CRE et aux modalités envisagées concernant la facturation de la relève résiduelle ?

Défavorable

Commentaire :

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 démontrent 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 engendrerait 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 donc globalement très équitable pour le client et n'induirait aucune facturation induite 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.