

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2023-08 DU 12 OCTOBRE 2023 RELATIVE AU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF

Les dispositions des articles L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie pour fixer la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel. La CRE peut procéder aux modifications de cadre de régulation, de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, dit tarif ATRD6, est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2020 pour une durée de quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 23 janvier 2020¹.

Compte tenu de la visibilité nécessaire aux acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, et dans l'objectif de mener un processus de consultation large et participatif sur les prochains tarifs d'utilisation des infrastructures de gaz, la CRE a organisé entre février et septembre 2023 cinq ateliers thématiques ouverts au public :

- le premier portait sur la structure tarifaire des tarifs de distribution de gaz, et sur les évolutions proposées par GRDF concernant l'introduction d'un nouveau terme tarifaire visant à prendre en compte le développement des usages appoint-secours en distribution ;
- le deuxième portait sur la structure tarifaire des tarifs de transport de gaz, et sur les évolutions envisagées par la CRE, portant notamment sur les tarifs applicables aux interconnexions ;
- le troisième portait sur les gaz verts, et a permis de présenter les évolutions envisagées sur la tarification applicable à l'injection des gaz renouvelables et bas carbone dans les réseaux ;
- le quatrième portait sur l'avenir des infrastructures de gaz françaises et les adaptations possibles du cadre de régulation tarifaire pour prendre en compte la décroissance des consommations de gaz naturel ;
- enfin, le cinquième atelier était consacré à la qualité de service de GRDF et a permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE sur différents indicateurs de qualité de service, parmi lesquels les délais de mise en service, la qualité du comptage ou encore les délais de traitement des réclamations.

A l'issue de chaque atelier, la CRE a reçu des contributions écrites de certains acteurs. Les supports de ces ateliers, transmis aux participants, sont publiés sur le site internet de la CRE avec la présente consultation publique.

La présente consultation publique présente les orientations préliminaires de la CRE sur le prochain tarif de distribution de gaz dit ATRD7, sur la base de ses analyses et des premiers retours des acteurs de marché, concernant les trois volets principaux de sa décision tarifaire prévue au début de l'année 2024 pour une entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2024 :

- le niveau des charges à couvrir, les hypothèses de nombre de clients et de consommation, et le niveau moyen des tarifs unitaires en découlant ;
- la structure du tarif de distribution, c'est-à-dire la façon dont le revenu autorisé de GRDF est collecté auprès des utilisateurs au travers de différents termes tarifaires ;

¹ Délibération n°2020-010 de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

- le cadre de régulation tarifaire, qui correspond à l'ensemble des mécanismes incitatifs pluriannuels ayant pour objectif de s'assurer de l'efficacité de l'opérateur en termes de maîtrise des coûts et de qualité du service rendu à l'utilisateur.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur ces différents thèmes avant de prendre sa décision.

A ce stade, la CRE n'a pas reçu d'orientations de politique énergétique de la part des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, comme cela est prévu de manière facultative en application des dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie. Cette consultation publique s'inscrit cependant dans le cadre des orientations de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE), qui prévoit une diminution importante de la consommation de gaz accompagnée par une hausse de la production de biométhane, afin de respecter les objectifs climatiques français.

1. Principaux enjeux du prochain tarif de distribution (tarif ATRD7)

Les orientations que retiendra la CRE pour le tarif ATRD7 devront répondre aux enjeux de la période tarifaire à venir (2024-2027), mais devront aussi préparer les réseaux de distribution de gaz aux enjeux de plus long terme du système gazier.

La période tarifaire à venir sera marquée par la baisse tendancielle de la consommation de gaz naturel déjà observée depuis plusieurs années et amplifiée par les objectifs par la PPE. Cette baisse s'est accélérée fortement en 2022 sous l'effet des prix élevés, des efforts de sobriété des consommateurs de gaz et de la bascule de certains consommateurs de gaz vers d'autres énergies. Cela entraîne d'une part un report sur le tarif ATRD7 des recettes manquantes du tarif ATRD6 pour les années 2022 et 2023, et d'autre part une réduction de l'assiette sur laquelle GRDF collectera son revenu pendant le tarif ATRD7. La conjonction de ces deux effets implique une forte hausse des termes tarifaires, toutes choses égales par ailleurs.

Au cours des périodes tarifaires suivantes, la baisse de la consommation de gaz devrait se poursuivre. L'étude sur l'avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 publiée par la CRE le 4 avril 2023² montre que le dimensionnement des infrastructures nécessaires ne devrait que faiblement décroître, et que seules des parties réduites du réseau pourront être abandonnées. Des coûts fixes importants seront donc supportés par une plus faible base d'utilisateurs, ce qui entraînera de nouvelles hausses des termes tarifaires.

Cette perspective conduit la CRE à s'interroger sur les évolutions du cadre de régulation tarifaire à mettre en œuvre pour garantir à long terme la soutenabilité économique du système gazier. En particulier, la CRE souhaite recueillir l'avis des parties prenantes sur les moyens permettant d'éviter de faire supporter les coûts fixes induits par l'utilisation actuelle des infrastructures sur les utilisateurs de demain. Cela pourrait notamment consister à accélérer le rythme d'amortissement de la base d'actifs régulés (BAR) des opérateurs et à ne plus prendre en compte l'inflation dans la valorisation de celle-ci.

Par ailleurs, GRDF prévoit que le rôle du réseau devienne plus assurantiel qu'auparavant, notamment avec le développement d'usages d'appoint ou de secours pour certains consommateurs. Ces utilisateurs conservent un service coûteux pour le réseau mais ne consomment que quelques jours dans l'année. La tarification actuelle, largement fondée sur le volume de consommation, ne permet donc pas de facturer les coûts que génère cette catégorie de consommateurs. La prise en compte de ce type d'usage constitue un enjeu pour la prochaine période tarifaire.

En outre, la PPE en vigueur prévoit un développement du gaz d'origine renouvelable. La PPE a fixé un objectif de 14 à 22 TWh par an de biogaz injectés dans les réseaux d'ici 2028. Le développement constaté ces dernières années, avec plus de 10 TWh par an d'injection de gaz renouvelables et bas-carbone atteints début 2023, est amené à se poursuivre et GRDF devra adapter son réseau en conséquence, ce qui suppose des investissements spécifiques estimés entre 6 et 9,6 milliards d'euros d'ici à 2050³ sur l'ensemble des réseaux gaziers.

Dans ce contexte de baisse de la consommation de gaz et du nombre de clients raccordés au réseau de GRDF, la maîtrise des charges et des investissements de GRDF est au cœur de l'élaboration du tarif ATRD7. Des efforts d'efficacité importants sont attendus de la part de GRDF lors de la prochaine période tarifaire.

Enfin, la phase de déploiement massif par GRDF du projet de comptage évolué Gazpar est achevée. La période ATRD7 verra se matérialiser les gains de charges d'exploitation identifiés lors de la validation du projet.

² Rapport « Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone », Commission de régulation de l'énergie, avril 2023

³ *ibid.*

2. Demande de GRDF

GRDF prévoit une forte baisse de la consommation de gaz

GRDF anticipe la poursuite de la baisse globale des consommations de gaz constatée en 2022⁴, avec une baisse de 9 % à l'horizon 2027 par rapport à 2022. GRDF prévoit notamment une baisse du nombre de consommateurs desservis de 8 %⁵ en 2027 par rapport à 2022, des efforts de sobriété et d'efficacité énergétique chez l'ensemble des consommateurs, et des effets d'arbitrages entre énergies, dans le cas des clients industriels.

GRDF demande des moyens supplémentaires significatifs

GRDF a formulé une demande d'évolution tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2024-2027. GRDF indique faire face à l'impact de la hausse générale des coûts (inflation), notamment des prix de l'énergie, ainsi qu'à des obligations réglementaires croissantes en matière de maintenance et de sécurité.

La prise en compte des éléments du dossier tarifaire adressé à la CRE par GRDF conduirait à une hausse importante des charges à couvrir (charges nettes d'exploitations et charges de capital normatives) d'environ 3 923 M€/an sur la période ATRD7 à comparer à 3 300 M€ constatés en 2022 (soit + 18,9 % alors que la moyenne de l'inflation cumulée sur la période est estimée à 9,8 %).

La demande de GRDF mènerait à une hausse tarifaire moyenne d'environ 40 % au 1^{er} juillet 2024 par rapport à la grille tarifaire actuelle, du fait:

- de la demande de hausse des charges à couvrir (charges d'exploitation et charges de capital) pour 12 % ;
- de la baisse prévisionnelle de la consommation de gaz et du nombre de consommateurs pour 10 % ;
- d'effets hérités de la période tarifaire ATRD6 (notamment le solde défavorable du CRCP) pour 18 %.

3. La CRE envisage des ajustements sur la demande de GRDF pour limiter la hausse du tarif ATRD7 de GRDF

La CRE considère que la trajectoire de revenu autorisé proposée par GRDF est trop élevée. La baisse durable de la consommation doit conduire GRDF à des efforts importants de maîtrise des coûts. A ce stade, la CRE considère que les dépenses maîtrisables de GRDF (hors projet Changement de gaz B vers H, hors charges d'énergie) doivent au minimum rester en ligne, en euros constants, par rapport aux niveaux observés en 2022 retraités des gains additionnels permis par le déploiement des compteurs Gazpar et des effets exceptionnels observés en 2022 (dus, notamment, au report de charges d'exploitation après la pandémie, à un contexte social particulier et à des négociations salariales exceptionnelles, et à un coût particulièrement élevé des charges associées au tarif agent).

La CRE a conduit ses propres analyses, et s'est appuyée sur des études de consultants externes dont les rapports, qui n'engagent pas la CRE, sont publiés en même temps que la présente consultation publique. Ces rapports portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande de charges d'exploitation de GRDF pour les années 2024-2027 ;
- un audit de la demande de taux de rémunération de la base d'actifs régulés de GRDF. GRDF demande un coût moyen pondéré du capital (CMPC) de 4,65 % (réel avant impôts), contre 4,1 % dans le tarif ATRD6.

A ce stade, la CRE envisage une hausse des tarifs moins importante que celle demandée par GRDF. La consultation publique présente des fourchettes à l'intérieur desquelles la CRE envisage de fixer le revenu autorisé de GRDF pour le tarif ATRD7 :

- pour les charges d'exploitation, les ajustements recommandés par le consultant externe⁶ constituent la borne basse de la fourchette envisagée, la demande de GRDF constitue la borne haute ;
- pour le coût moyen pondéré du capital, la CRE envisage une fourchette de 2,9 % à 4,0 % (réel, avant impôts, c'est-à-dire après déduction de l'inflation – soit entre 4,4 % et 5,4 % en nominal avant impôts). La méthode retenue pour établir cette fourchette est en évolution notable par rapport au tarif ATRD6 (voir point suivant).

Concernant les investissements, la perspective de baisse de la consommation de gaz accroît l'importance de leur sélectivité, avec pour objectifs prioritaires la sécurité et l'intégrité des réseaux et l'intégration du biométhane. A ce stade, la CRE n'a pas identifié d'anomalie dans les trajectoires proposées par GRDF et ne prévoit donc pas d'ajustement significatif sur ces dernières.

⁴ GRDF a observé une baisse de 7 % de la consommation corrigée du climat en 2022 sur son périmètre de desserte due à une perte de 0,5 % des consommateurs et aux efforts de sobriété.

⁵ 8% pour le résidentiel, 10% pour le tertiaire et 9% pour l'industrie.

⁶ Certains postes ont été analysés parallèlement par la CRE et les ajustements correspondants sont inclus dans la borne basse.

La CRE envisage de faire évoluer la méthode de calcul du coût moyen pondéré du capital pour prendre en compte la forte remontée des taux observée récemment

La méthode de détermination par la CRE du coût moyen pondéré du capital est fondée sur un CMPC à structure normative qui assure une rémunération raisonnable des capitaux investis. Elle s'appuie sur la moyenne des taux observée sur les dix dernières années, ce qui reflète la durée de vie longue des infrastructures de réseau de gaz. Cette méthode, qui est restée stable depuis trois périodes tarifaires, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la baisse des taux observée depuis 10 ans.

Après cette longue période de baisse, les taux d'intérêt sont repartis rapidement à la hausse depuis environ un an. GRDF, comme les autres gestionnaires d'infrastructures de gaz, demande un changement de méthode pour prendre en compte cette remontée récente des taux dans la fixation du CMPC.

A ce stade, la CRE envisage de faire évoluer la méthode de calcul du CMPC pour prendre mieux en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt. Pour déterminer le CMPC applicable pendant le tarif ATRD7, la CRE envisage en conséquence de retenir :

- un CMPC déterminé selon la méthode utilisée pour le tarif ATRD6 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme qui pourrait s'établir entre 2,7 % et 3,8 % (réel, avant impôts, soit entre 3,9 % et 5,0 % en nominal avant impôts) ;
- un CMPC fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes qui pourrait s'établir entre 3,6 % et 5,1 % (réel, avant impôts, soit entre 6,1 % et 7,0 % en nominal avant impôts).

Ces deux CMPC peuvent être appliqués respectivement aux anciens et nouveaux actifs ou combinés dans un taux pondéré. En retenant une hypothèse de pondération de 80 % d'actifs historiques et 20 % de nouveaux actifs sur la période tarifaire, le CMPC moyen s'établirait dès lors entre 2,9 % et 4,0 % (réel, avant impôts, c'est-à-dire après déduction de l'inflation – soit entre 4,4 % et 5,4 % en nominal avant impôts).

La CRE envisage différentes mesures pour préparer l'avenir des réseaux de distribution de gaz

Dans son étude sur l'avenir des infrastructures gazières, la CRE fait le constat que le réseau de distribution existant restera en grande partie nécessaire à l'horizon 2050, même dans des scénarios de décroissance importante de la consommation. En effet, les objectifs climatiques français imposent dans le même temps, une baisse de la consommation de gaz (division par deux ou davantage) et une hausse de la production de gaz verts. En fonction des configurations locales, certains actifs pourraient être abandonnés, mais dans une proportion qui devrait rester très limitée. Si l'on ajoute les nécessaires investissements pour l'intégration des gaz verts, le niveau des tarifs de distribution de gaz pourrait devenir très difficilement supportable pour les consommateurs subsistant à cet horizon.

La CRE présente, dans cette consultation publique, trois mesures qui pourraient être mises en œuvre pour réduire ce risque de ciseau tarifaire :

- la fin de l'indexation sur l'inflation de la BAR de GRDF. Cette modification a pour objet d'éviter de faire porter le coût de l'inflation actuelle aux futurs utilisateurs du réseau. Cette opération est économiquement neutre dans la durée pour GRDF qui bénéficierait, en contrepartie, d'un taux de CMPC nominal (i.e. contenant l'inflation), comme c'est le cas pour le tarif de transport d'électricité. Cette évolution, qui ferait augmenter les charges à couvrir pendant le tarif ATRD7, est incluse dans la fourchette haute des charges de capital présentée par la CRE dans la présente consultation ;
- la mise en œuvre d'amortissements dégressifs (variables entre les périodes et pouvant ainsi être plus importants dans les premières années, puis amoindris) ;
- la réduction des durées d'amortissement pour certains actifs nouveaux ou récents.

La CRE envisage la mise en œuvre de tout ou partie de ces modifications de manière éventuellement progressive.

La CRE met en consultation deux évolutions de la structure tarifaire proposées par GRDF pour mieux refléter les coûts des différents utilisateurs

La CRE met en consultation deux propositions d'évolution de GRDF :

- l'introduction d'un nouveau terme, le « terme de débit », fonction principalement du débit du compteur. Ce terme, qui serait applicable aux consommateurs équipés des plus gros compteurs (soit environ 125 000 consommateurs concernés), vise à mieux refléter les coûts de dimensionnement de réseau, en particulier pour les clients de type appoint-secours, qui représentent des besoins de dimensionnement et de maintenance élevés pour le réseau alors qu'ils ne l'utilisent que ponctuellement. La CRE considère que cette mesure présente plus d'avantages que d'inconvénients et est à ce stade favorable à son introduction ;

- l'abaissement du seuil entre les options T2 et T3 de 300 MWh/an à 50 ou 100 MWh/an, afin de limiter l'hétérogénéité des types d'utilisations de l'option T2 actuelle, et de réintégrer les usages autres que l'usage chauffage dans l'option T3. La CRE est à ce stade réservée sur cette proposition.

Elles peuvent être introduites conjointement ou indépendamment l'une de l'autre.

La CRE envisage une évolution de la tarification de l'injection de gaz renouvelables et bas carbone

Le développement de la production de biométhane et de la méthanation, couplé à l'émergence de nouvelles technologies comme la pyrogazéification ou la gazéification hydrothermale, vecteurs de la décarbonation du gaz, fait porter des coûts d'adaptation des réseaux aux gestionnaires de réseaux, et place les producteurs comme une catégorie croissante d'utilisateurs des réseaux. La CRE envisage en conséquence de faire évoluer le tarif d'injection à la hausse pour qu'il couvre mieux les coûts induits par l'injection sur le réseau.

La CRE dresse un bilan positif du déploiement du projet Gazpar et présente ses orientations sur le cadre de régulation pour la phase de déploiement diffus

La phase de déploiement par GRDF du compteur évolué Gazpar, débutée en 2017, s'est achevée à l'été 2023. A cette date, environ 11 millions de compteurs ont été installés, soit 95 % environ du parc. La CRE constate que ce projet d'ampleur est un succès, et que GRDF a respecté les coûts et le calendrier du projet, malgré la crise sanitaire de 2020 et des pénuries sur certains matériels. La CRE constate aussi que les gains attendus du projet Gazpar se confirment, et se matérialisent par des économies dans les charges de GRDF, notamment pour les coûts de relève et les pertes d'énergie. La CRE s'assurera que ces économies seront bien prises en compte dans les trajectoires de charges finales.

La CRE consulte enfin sur l'introduction, comme c'est le cas en électricité, d'un terme de relève résiduelle qui viserait à couvrir les surcoûts engendrés par les utilisateurs qui ne sont pas équipés d'un compteur Gazpar et qui serait facturé seulement à ceux qui ne transmettraient pas leurs index de relève pendant plus de 12 mois.

La CRE dresse un bilan de la qualité de service positif sur les indicateurs concernant le comptage et plus contrasté sur ceux concernant l'acheminement.

Le bilan de la qualité de service met en évidence une performance élevée du système Gazpar et l'atteinte des objectifs de qualité de service en la matière, mais également une performance plus contrastée sur les indicateurs de qualité de service relatifs à l'acheminement. La CRE présente ses orientations sur le cadre de régulation incitative afin de mettre fin à la dégradation constatée de la performance sur certains indicateurs et de maintenir un haut niveau de performance sur les indicateurs Gazpar.

La CRE fait part de ses analyses préliminaires sur le financement par le tarif de distribution de gaz des actions de R&D de GRDF

GRDF demande un budget de R&D en forte hausse, justifié par les évolutions importantes que connaît le système gazier et le rôle central qu'y occupe le gestionnaire de réseau, notamment auprès des producteurs de gaz renouvelable et bas-carbone ou en interface avec les nouveaux usages en aval du compteur.

A ce stade de ses analyses, la CRE est favorable *a minima* à la prise en compte des budgets de R&D de GRDF dans son rôle de sécurité des installations et d'exploitation du réseau. Les autres postes seront analysés au cas par cas en fonction de leur apport potentiel au futur des réseaux de distribution de gaz.

En dehors de ces évolutions, la CRE envisage un cadre de régulation tarifaire dans la continuité des tarifs précédents :

La CRE envisage de reconduire pour le tarif ATRD7 et ceux des autres infrastructures de gaz les principaux mécanismes du cadre de régulation tarifaire en vigueur : durée de quatre ans, régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, régulation incitative de la qualité de service, couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), encadrement de l'apurement annuel du CRCP.

Les résultats de ce cadre de régulation en vigueur depuis quatre périodes tarifaires sont globalement satisfaisants en ce qui concerne la performance de GRDF, comme le montre le bilan qui figure en annexe de la présente consultation publique.

Néanmoins, la CRE envisage des adaptations sur plusieurs thèmes ressortant des échanges avec les parties prenantes, parmi lesquelles :

- la fin de l'incitation financière de GRDF sur le nombre de consommateurs raccordés au réseau ;
- la mise en place d'une régulation incitative à la maîtrise et à la priorisation des investissements, *via* la détermination d'une enveloppe d'investissements sur la période tarifaire ;
- l'évolution du cadre de régulation sur la qualité de service, avec la réévaluation de certains objectifs et l'ajout de nouveaux indicateurs pour appréhender l'évolution des activités de GRDF, notamment en matière de gaz renouvelables et bas-carbone ;
- l'évolution de la prise en compte de l'inflation dans les modalités d'évolution annuelle du tarif ATRD7.

4. Le tarif ATRD7 moyen devrait être en forte hausse

A titre purement illustratif, en retenant le milieu des fourchettes de charges de capital et de charges nettes d'exploitation présentées par la CRE dans la consultation publique, la hausse moyenne des termes tarifaires s'établit à 30,0 % au 1^{er} juillet 2024.

Cette hausse importante fait suite à une période de stabilité du tarif ATRD qui a évolué moins vite que l'inflation ces dernières années, avec des hausses moyennes de -0,40 % en juillet 2020, + 0,70 % en juillet 2021, -0,84 % en juillet 2022 et + 4,30 % en juillet 2023.

La forte hausse prévue le 1^{er} juillet 2024 résulte des effets suivants :

- du report d'effets hérités de la période tarifaire ATRD6, à hauteur de 17,2 % se répartissant entre :
 - +7,6 % dus au solde du CRCP estimé de fin du tarif ATRD6 fortement négatif, à hauteur de 699 M€, en raison :
 - de recettes tarifaires inférieures aux prévisions en raison des efforts de sobriété et des températures élevées constatés en 2022 et 2023 ;
 - de charges d'énergie plus élevées en raison des prix de gros élevés de 2022-2023 ;
 - d'une inflation réalisée supérieure à l'inflation prévisionnelle⁷ ;
 - + 9,6 % dus au fait que le tarif ATRD6 a été maintenu quasiment stable pendant 4 ans, et restera stable jusqu'au 1^{er} juillet 2024 grâce au plafonnement des hausses annuelles des années précédentes ;
- d'effets propres à la dynamique du tarif ATRD7 :
 - + 3,4 % dus à la hausse des charges à couvrir pour la période ATRD7, dans le scénario illustratif, incluant une inflation à + 2,4 % à laquelle s'ajoutent + 2,5 % de charges d'exploitation et - 1,5 % de charges de capital ;
 - + 9,4 % dus à la baisse estimée des consommations et du nombre de consommateurs de gaz entre le tarif ATRD6 et le tarif ATRD7.

Cette hausse initiale serait suivie uniquement d'une évolution annuelle égale à l'inflation. D'autres modalités d'évolutions annuelles sur la période tarifaire sont également possibles.

Chiffres clés illustratifs

Chiffres clés 2024-2027 (en € courants)			
	Borne basse	Borne Haute	2022 réalisé
Charges d'exploitation M€/an	1 687,4	1 887,4	1 573,7
Charges de capital M€/an	1 713,6	2 077,5	1 726,1
CMPC (réel avant impôts)	2,9 %	4,0 %	4,1 %
dont taux historique	2,7 %	3,8 %	N/A
dont taux court terme	3,6 %	5,1 %	N/A
CMPC (nominal avant impôts)	4,4 %	5,4 %	5,50 %
dont taux historique	3,9 %	5,0 %	N/A
dont taux court terme	6,1 %	7,0 %	N/A
Investissements M€/an	1 082,8		1 116,8

	2024	2025	2026	2027
Hypothèses d'inflation	2,4 %	1,8 %	1,6 %	1,6 %

Grille illustrative au 1 ^{er} juillet 2024				
Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	
			Part de la souscription de capacité inférieure à 500 MWh/j	Part de la souscription de capacité supérieure à 500 MWh/j
T1	43,56	43,20		
T2	169,92	11,61		
T3	1 149,84	8,35		
T4	20 761,56	1,13	276,84	138,36

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/m
TP	49 611,72	138,00	90,60

Paris, le 12 octobre 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 20 novembre 2023 en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr/>.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

En cas de questions sur la consultation publique, les parties peuvent contacter la CRE à l'adresse tarifs-infras@cre.fr.

SOMMAIRE

1. LISTE DES QUESTIONS	12
2. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	15
2.1 COMPETENCES DE LA CRE	15
2.2 OBJET DE LA CONSULTATION	15
3. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE.....	17
3.1 BILAN DU CADRE TARIFAIRE ACTUEL.....	17
3.1.1 Maîtriser les coûts pour limiter l'impact des tarifs sur le consommateur final	17
3.1.2 Permettre aux gestionnaires d'infrastructures de financer les investissements	18
3.1.3 Maintenir un haut niveau de qualité de service	18
3.2 GRANDS PRINCIPES DE CONSTRUCTION DU REVENU AUTORISE.....	19
3.2.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans	19
3.2.2 Construction du revenu autorisé de GRDF.....	19
3.3 REGULATION INCITATIVE DE LA MAITRISE DES COUTS	26
3.3.1 Incitation à la maîtrise des charges d'exploitation	26
3.3.2 Régulation incitative des investissements.....	30
3.4 REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	37
3.4.1 Dispositif en vigueur	38
3.4.2 Bilan du dispositif sur la période ATRD6	39
3.4.3 Adaptation du dispositif de régulation incitative de la qualité de service.....	41
3.5 REGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DE L'INNOVATION	48
3.5.1 Régulation incitative de la R&D	48
3.5.2 Régulation incitative de l'innovation : favoriser l'innovation à l'externe	48
3.6 ADAPTATION DU CADRE DE REGULATION TARIFAIRE POUR LIMITER LE RISQUE D'UNE HAUSSE TROP IMPORTANTE DU COUT UNITAIRE D'ACHEMINEMENT POUR LES UTILISATEURS FUTURS DU RESEAU.....	49
3.6.1 Les perspectives de baisse de la consommation font peser un risque de hausse du coût unitaire d'acheminement.....	49
3.6.2 Des leviers tarifaires existent pour encadrer ce risque.....	50
3.6.3 Le risque de hausse du coût unitaire d'acheminement et les leviers pour encadrer ce risque ont fait l'objet d'un atelier thématique de concertation.....	50
3.6.4 Evolution vers une rémunération nominale	50
3.6.5 Evolutions des méthodes d'amortissement des actifs.....	52
3.6.6 Amortissement dégressif.....	53
3.6.7 Réduction de la durée d'amortissement.....	53
3.6.8 Mise en œuvre des évolutions	55
3.7 REGULATION INCITATIVE DES CHARGES RELATIVES AUX PERTES ET DIFFERENCES DIVERSES (PDD)	55
3.7.1 Bilan ATRD6	56
3.7.2 Evolutions envisagées pour le tarif ATRD7	57
3.7.3 Taux de pertes théoriques envisagés	58
3.8 REGULATION INCITATIVE DES CHARGES RELATIVES AU PROJET « CHANGEMENT DE GAZ »	58
3.8.1 Bilan ATRD6	59
3.8.2 Cadre de régulation pour la période ATRD7.....	63
4. NIVEAU TARIFAIRE	64

4.1 BILAN DE LA PERIODE ATRD6	64
4.1.1 Charges d'exploitation	64
4.1.2 Investissements	65
4.2 DEMANDE TARIFAIRE ET PRINCIPAUX ENJEUX IDENTIFIES PAR GRDF	65
4.3 CHARGES NETTES D'EXPLOITATION	66
4.3.1 Demande de GRDF	66
4.3.2 Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue	67
4.3.3 Synthèse des résultats de l'audit et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes	67
4.4 COUT MOYEN PONDERE DU CAPITAL.....	73
4.4.1 Demande de GRDF	73
4.4.2 Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE	73
4.4.3 Fourchette de CMPC envisagée par la CRE	73
4.5 INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL NORMATIVES	74
4.5.1 Trajectoire des dépenses d'investissements	74
4.5.2 Trajectoire des charges de capital.....	76
4.5.3 Analyse préliminaire de la CRE	76
4.6 CRCP PREVISIONNEL AU 31 DECEMBRE 2023	77
4.7 CHARGES A COUVRIR PREVISIONNELLES	78
4.7.1 Demande de GRDF	78
4.7.2 Scénario illustratif pour les grilles tarifaires	78
4.8 HYPOTHESES DE QUANTITES DE GAZ DISTRIBUEES ET DE NOMBRE DE CONSOMMATEURS DESSERVIS	79
4.8.1 Evolutions constatées sur la période ATRD6	79
4.8.2 Evolutions prévues par GRDF sur la période tarifaire ATRD7	80
4.8.3 Analyse préliminaire de la CRE	80
4.9 REVENU AUTORISE LISSE	81
4.9.1 Demande de GRDF	81
4.9.2 Analyse préliminaire de la CRE	81
4.10 EVOLUTION DU TERME RF	82
5. STRUCTURE TARIFAIRE.....	83
5.1 BILAN DE LA PERIODE ATRD6	83
5.1.1 Rappel du fonctionnement de la structure tarifaire du réseau de distribution	83
5.1.2 Grille tarifaire en vigueur	85
5.1.3 Evolutions mises en œuvre lors de la période ATRD6.....	86
5.2 ADAPTATION DE LA STRUCTURE ACTUELLE	86
5.2.1 Introduction d'un terme de débit normalisé	87
5.2.2 Abaissement du seuil entre les options T2 et T3 : homogénéiser les options tarifaires.....	94
5.2.3 Evolution du timbre d'injection de biométhane : prévoir une tarification adaptée pour une catégorie d'utilisateurs du réseau en forte croissance.....	99
5.3 CALENDRIER ASSOCIE AUX EVOLUTIONS	105
5.4 GRILLE ILLUSTRATIVE POUR LE TARIF ATRD7	105
5.5 TRAITEMENT TARIFAIRE DE LA RELEVÉ RESIDUELLE	105
ANNEXE 1 : BILAN DU CADRE DE REGULATION	108
ANNEXE 2 : BILAN DE LA PHASE DE DEPLOIEMENT MASSIF DES COMPTEURS GAZPAR	116
1. UN PROJET QUI A ATTEINT SES OBJECTIFS DE COUTS ET DE DEPLOIEMENT	116

1.1 Un calendrier respecté	116
1.2 Des coûts maîtrisés	118
2. LES GAINS LIES AUX FONCTIONNALITES DE GAZPAR	120
2.1. Des gains pour GRDF qui se répercutent dans les tarifs de réseaux	120
2.2 Des gains supplémentaires pour la collectivité	121
ANNEXE 3 : POSTES DE CHARGES ET DE PRODUITS COUVERTS AU CRCP ET TAUX DE COUVERTURE ENVISAGES A CE STADE	123
ANNEXE 4 : GRILLES ILLUSTRATIVES	124
GRILLE ILLUSTRATIVE AU 1 ^{ER} JUILLET 2026 AVEC INTRODUCTION D'UN TERME DE DEBIT	124
GRILLE ILLUSTRATIVE AU 1 ^{ER} JUILLET 2026 AVEC INTRODUCTION D'UN TERME DE DEBIT ET CHANGEMENT DE SEUIL T2/T3	124
ANNEXE 5 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DE GRDF – ACHEMINEMENT	126
ANNEXE 6 : REGULATION INCITATIVE DU PROJET DE COMPTAGE EVOLUE GAZPAR POUR LA PERIODE 2024-2027	140

1. LISTE DES QUESTIONS

Cadre de régulation tarifaire

La partie 3 de la présente consultation publique (cf. p.17) présente le cadre de régulation tarifaire actuellement en vigueur pour GRDF, ainsi que les évolutions envisagées par la CRE pour la période tarifaire ATRD7.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- les grands principes tarifaires (cf. p.17) ;

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

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 ?

Question 3 : Avez-vous des remarques 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 ?

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

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

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

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

- les principes d'évolution annuelle du tarif (cf. p.25) ;

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

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 ?

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 ?

- la régulation incitative à la maîtrise des coûts (cf. p.26) ;

Question 12 : Êtes-vous 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 ?

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 ?

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

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 ?

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 ?

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 ?

- la régulation incitative de la qualité de service (cf. p.37) ;

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

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) ?

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

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

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

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) ?

- la régulation incitative de la R&D et de l'innovation (cf. p.48) ;

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 ?

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 ?

- l'adaptation du cadre de régulation tarifaire pour limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs du réseau (cf. p.49) ;

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.) ?

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 ?

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 ?

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

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 ?

- la régulation incitative des charges relatives aux pertes et différences diverses (cf. p.55) ;

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

- La régulation incitative des charges relatives au projet « Changement de gaz » (cf. p.58) ;

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

Niveau tarifaire

La partie 4 de la présente consultation publique (cf. p.64) présente la demande tarifaire de GRDF, les résultats des audits sur les charges nettes d'exploitation et le taux de rémunération, ainsi que les ajustements préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges de GRDF à couvrir pour la période tarifaire ATRD7 ;

- 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 ?
- 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 ?
- Question 36 :** Avez-vous des observations sur le niveau de charges nettes d'exploitation envisagé par la CRE sur la période ATRD7 ?
- Question 37 :** Avez-vous des remarques concernant le solde de CRCP au 31 décembre 2023 ?
- Question 38 :** Avez-vous des remarques concernant le niveau des charges à couvrir demandé par GRDF ?
- Question 39 :** Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRD6 ?
- Question 40 :** Que pensez-vous des trajectoires prévisionnelles de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés envisagées par la CRE ?
- Question 41 :** Avez-vous des remarques concernant les options de lissage du revenu autorisé de GRDF envisagées par la CRE ?
- Question 42 :** Êtes-vous favorable aux modalités d'évolution du terme Rf envisagées par la CRE ?

Structure tarifaire

La partie 5 de la présente consultation publique (cf. p.83) présente les orientations envisagées par la CRE concernant la structure pour la période tarifaire ATRD7.

On distingue plus particulièrement des questions portant sur :

- le bilan pour la période tarifaire ATRD6 ainsi que l'introduction d'un terme de débit normalisé (cf. p.86) ;
- Question 43 :** Partagez-vous les enjeux identifiés par la CRE en termes de structure du tarif de distribution de gaz ?
 - Question 44 :** Partagez-vous les enjeux identifiés concernant la tarification des usages appoint-secours du réseau de distribution ?
 - 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 ?
 - 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 ?
 - 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 ?
 - l'abaissement du seuil entre les options T2 et T3 (cf. p.94) ;
 - Question 48 :** Partagez-vous la position de la CRE sur l'opportunité d'un changement de seuil T2/T3 ?
 - 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 ?
 - 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 ?
 - l'évolution du timbre d'injection de biométhane (cf. p.99) ;
 - 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 ?

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

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

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

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

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

- le calendrier associé aux évolutions (cf. p.105) ;

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

- Le traitement de la relève résiduelle (cf. p.105) ;

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

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

2. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

2.1 Compétences de la CRE

Les dispositions de l'article L. 134-2, 4° du code de l'énergie donnent compétence à la CRE pour préciser « les conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel [...], y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux [...] et les évolutions tarifaires [...] ».

Les dispositions des articles L. 452-1, L. 452-1-1, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE.

En particulier, les dispositions de l'article L. 452-1-1 prévoient notamment que ces tarifs « sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires [des réseaux de distribution], dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, y compris des obligations fixées par la loi et les règlements ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L. 121-46 ».

Les dispositions de l'article L. 452-2 prévoient que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel.

Par ailleurs, l'article L. 452-3 du code de l'énergie dispose que la CRE délibère sur les évolutions tarifaires « avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement ». La délibération de la CRE peut prévoir « un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité ».

L'article L. 452-3 dispose également que la CRE « procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie ».

2.2 Objet de la consultation

Le tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel en vigueur pour GRDF, gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel (dit tarif « ATRD6⁸ ») couvre la période 2020-2023. Le tarif ATRD6 des

⁸ Délibération n°2020-010 de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

entreprises locales de distribution (ELD) gazières⁹ est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2022 pour la période 2022-2025. La CRE consulte sur le prochain tarif de GRDF, prévu pour la période 2024-2027. Seules les évolutions de structure déterminées pour le tarif ATRD7 de GRDF seront également prises en compte pour le tarif ATRD7 des ELD.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour le tarif ATRD7, en ce qui concerne le cadre de régulation, le niveau des charges à couvrir et la structure du tarif.

Certains éléments du cadre de régulation ont vocation à s'appliquer également aux tarifs de transport et de stockage : ces derniers sont également présentés dans les consultations publiques n° 2023-07 et 2023-06 du 26 juillet 2023 respectivement relatives au tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (dit tarif « ATRT8 ») et au tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (dit tarif « ATS3 »).

Si la CRE envisage de reconduire dans le tarif ATRD7 la plupart des principes en vigueur dans le tarif ATRD6, les évolutions envisagées pour le prochain tarif ATRD7 ont pour objectifs :

- d'adapter la régulation tarifaire aux objectifs de politique énergétique français et à leurs conséquences sur l'utilisation des infrastructures gazières à moyen terme ;
- de fixer le cadre de régulation permettant d'inciter les opérateurs à la maîtrise de leurs charges et à la qualité du service rendu à leurs utilisateurs ;
- d'adapter la structure du tarif à la diminution des consommations de gaz, au développement des gaz renouvelables et bas carbone et aux évolutions récentes du rôle du réseau de distribution constatées, tout en maintenant la lisibilité de la structure tarifaire pour les utilisateurs.

⁹ Délibération n°2022-28 de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2022 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution

3. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE

3.1 Bilan du cadre tarifaire actuel

Stable dans ses grands principes depuis plus de dix ans, le cadre tarifaire des réseaux et infrastructures de gaz et d'électricité poursuit trois objectifs principaux :

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

Pour cela, il s'appuie sur des mécanismes financiers visant à inciter les gestionnaires de réseaux et les opérateurs d'infrastructures à rechercher l'efficacité dans la durée. Ainsi, une période tarifaire de quatre ans et le principe d'incitations financières pluriannuelles sur les coûts et la qualité de service ont été introduits. Le cadre de régulation laisse une large liberté dans la gestion de chacun de ces opérateurs, leur permettant de rechercher les améliorations de performance les plus pertinentes.

La CRE dresse un bilan positif de ce cadre, qui a permis de maîtriser les coûts dans la durée tout en améliorant la qualité de service. Ce cadre s'est par ailleurs montré très résilient face aux deux crises majeures traversées, crise sanitaire¹⁰ et crise des prix de l'énergie, en donnant les moyens aux opérateurs d'assurer une continuité de l'activité dans de bonnes conditions.

Compte-tenu de ce bilan (voir bilan détaillé en *annexe 1*), la CRE envisage de reconduire pour la prochaine génération tarifaire l'essentiel du cadre actuel, en faisant néanmoins évoluer quelques mécanismes, notamment pour mieux tenir compte des conditions économiques actuelles (inflation, prix de l'énergie) et du contexte pérenne de réduction de la consommation de gaz.

3.1.1 Maîtriser les coûts pour limiter l'impact des tarifs sur le consommateur final

Le cadre de régulation prévoit une régulation incitative différente pour les charges nettes d'exploitation (CNE) et pour les charges de capital normatives (CCN).

S'agissant des charges d'exploitation, le cadre de régulation prévoit une trajectoire de charges sur les quatre années de la période tarifaire. Les écarts par rapport à la trajectoire sont à la charge (ou au bénéfice) des opérateurs sauf pour quelques postes choisis, plus difficilement prévisibles et maîtrisables, pour lesquels tout ou partie des écarts est couvert par les tarifs *via* le compte de régulation des charges et des produits. Les opérateurs sont ainsi incités à améliorer leur efficacité sur la période. La CRE s'attache à ce que le niveau d'efficacité révélé en cours d'une période tarifaire soit pris en compte pour établir les tarifs suivants, de façon que les utilisateurs des réseaux et infrastructures bénéficient des gains de productivité dans la durée. Pour cela, les trajectoires de charges d'exploitation, fixées pour une nouvelle période tarifaire, sont fondées sur les niveaux de dépenses réalisées par les opérateurs sur la période précédente.

La CRE considère que ce cadre a permis de maîtriser les dépenses des opérateurs et le niveau des tarifs de distribution de gaz dans la durée : au cours des dix dernières années, le niveau des CNE des opérateurs gaziers a été maîtrisé (évolution proche de l'inflation) alors que leurs infrastructures se sont largement développées. A titre d'exemple, pour GRDF, alors que l'inflation entre les années 2016 et 2022 a été de 11,0 % :

- la hausse des CNE hors énergie a été de 10,4 % ;
- la hausse de la base d'actifs régulés a été de 15,8 % ;
- la hausse du revenu autorisé a été de 2,7 % ;
- la hausse du tarif moyen de distribution de gaz de GRDF a été de 2,7 %.

Par ailleurs, le périmètre du CRCP et son dimensionnement se sont avérés bien adaptés pour protéger les gestionnaires d'infrastructures régulées des effets de la crise sanitaire et de la crise des prix de l'énergie. La CRE a fait évoluer en cours de période tarifaire le cadre relatif aux charges d'énergie afin de mieux prendre en compte la hausse des prix et la volatilité des marchés de l'énergie.

S'agissant des investissements et des charges de capital, le cadre de régulation prévoit que les écarts par rapport à la trajectoire sont portés par le tarif et non par les opérateurs. La CRE considère que cette méthode a permis aux opérateurs régulés d'engager ces dernières années l'ensemble des investissements nécessaires à l'exercice de leurs missions. Par ailleurs, les mécanismes de régulation incitative (coûts unitaires d'investissements des réseaux, incitation à la maîtrise des dépenses hors réseaux...) ont permis de maîtriser les coûts d'investissements sans brider les volumes (cf. partie 3.3.2).

¹⁰ Délibération n° 2021-105 de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mars 2021 portant communication sur les effets pour l'année 2020 de la crise COVID-19 pour les opérateurs de réseaux

Les décisions d'investissement dans les réseaux ayant des implications tarifaires sur le long terme, la CRE considère que la question de leur maîtrise est plus que jamais une priorité, en gaz comme en électricité. C'est particulièrement le cas en gaz compte tenu des perspectives de baisse à long terme de la consommation de gaz et de sortie du gaz fossile.

3.1.2 Permettre aux gestionnaires d'infrastructures de financer les investissements

Le cadre de régulation tarifaire doit garantir une rémunération raisonnable du capital investi qui permette de financer les actifs régulés, tout en donnant un juste signal à l'investissement pour la transition énergétique et le maintien en activité des installations. A ce titre, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres cohérente avec le niveau de risque associé à des actifs comparables.

Durant les périodes tarifaires précédentes, le taux de rémunération, ou coût moyen pondéré du capital, s'appliquait à la base d'actifs régulés agrégeant la valeur de la totalité des actifs opérés par un même opérateur. Il a été fixé pour toute la durée de la période tarifaire et calculé sur la base de paramètres de calcul issus de données de long terme. En particulier, le taux sans risque a été calculé sur la base de moyennes de long terme des taux de maturités longues, en cohérence avec les actifs à durée de vie longue qui composent la BAR.

L'utilisation de moyennes de long terme dans la fixation des taux de rémunération des gestionnaires d'infrastructures régulées apparaît adaptée à ces activités caractérisées par des investissements de longue durée. Néanmoins, elle pose la question du financement des investissements. En effet, ces moyennes de long terme peuvent diverger de manière significative avec les taux constatés sur le marché au moment où les opérateurs doivent se financer. C'est le cas en ce moment avec la remontée récente des taux d'intérêt, ce qui conduit la CRE à proposer de modifier le cadre existant sur ce point.

3.1.3 Maintenir un haut niveau de qualité de service

La qualité de service est une préoccupation majeure des utilisateurs des infrastructures. La régulation incitative sur la qualité de service constitue un des piliers du cadre de régulation défini par la CRE, qui assure que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par les gestionnaires d'infrastructures.

L'amélioration des incitations sur la qualité de service est un processus continu. La pertinence et l'utilité des incitations doivent régulièrement être questionnées afin de s'assurer de leur adéquation avec les besoins des utilisateurs des infrastructures.

La plupart des indicateurs de qualité de service faisant l'objet d'une incitation financière fonctionnent selon un principe de bonus / malus. Pour chaque indicateur, des cibles, correspondant à la performance jugée souhaitable et raisonnable pour le poste concerné, sont définies par la CRE et révisées de manière régulière. Tout dépassement de la cible est associé au versement d'un bonus et, à l'inverse, à un malus si le réalisé est inférieur à la cible fixée par la CRE. Les bonus comme les malus sont plafonnés. Les versements sont effectués via le CRCP.

Dans l'ensemble et depuis l'entrée en vigueur du cadre de régulation incitative de la qualité de service en 2008, la performance de GRDF s'est améliorée de façon continue, montrant ainsi l'efficacité du mécanisme et se traduisant par des niveaux d'objectifs croissants.

Toutefois, sur la période ATRD6, la performance de GRDF est mitigée : si le système Gazpar a atteint et dépassé les objectifs fixés par la CRE, la performance de GRDF sur les indicateurs associés à l'activité d'acheminement est en deçà des objectifs fixés dans le tarif ATRD6. Aussi, pour la période ATRD7, la CRE envisage plusieurs évolutions, comme :

- le renforcement des incitations financières pour les indicateurs relatifs aux interventions de GRDF chez le client ;
- le renforcement des objectifs relatifs au traitement des réclamations ;
- le rehaussement de certains objectifs relatifs à la performance du système de comptage Gazpar ;
- la mise en place de nouveaux indicateurs spécifiques à l'injection des gaz renouvelables et bas carbone dans les réseaux.

Un bilan détaillé de la qualité de service de GRDF est présenté dans une partie dédiée de la présente consultation (voir partie 3.4).

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

3.2 Grands principes de construction du revenu autorisé

L'élaboration du tarif ATRD7 repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, d'une trajectoire de revenu autorisé et d'une trajectoire de recettes prévisionnelles à percevoir par GRDF sur son périmètre de desserte.

Le tarif ATRD7 fixera également un cadre de régulation afin de limiter le risque financier de GRDF et/ou des utilisateurs, pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers un compte de régularisation des charges et des produits et pour encourager GRDF à améliorer ses performances.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permettra d'établir le tarif applicable au 1^{er} juillet 2024 ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

3.2.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans

La durée des périodes tarifaires appliquée à l'ensemble des infrastructures régulées est harmonisée à quatre ans.

La CRE envisage de maintenir la durée de période tarifaire à quatre ans pour la prochaine génération de tarifs d'utilisation des infrastructures régulées. La CRE considère notamment que cette durée offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

Pour permettre la prise en compte des conséquences d'un changement législatif ou réglementaire qui interviendrait au cours de cette période, la CRE envisage de reconduire la clause de rendez-vous prévue par le tarif ATRD6 (qui est restée non utilisée) : ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourraient donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATRD7 se trouvait modifié d'au moins 1 %.

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 ?

3.2.2 Construction du revenu autorisé de GRDF

Le revenu autorisé prévisionnel de GRDF se compose des charges nettes d'exploitation prévisionnelles, des charges de capital normatives prévisionnelles, de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits et d'un terme de lissage (LIS) :

$$RA = CNE + CCN + CRCP + LIS$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période (cf. 3.2.2.1) ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période (cf. 3.2.2.2) ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP (cf. 3.2.2.3).
- LIS : terme de lissage (cf. 3.2.2.4).

Le cadre tarifaire permet de garantir la perception du revenu autorisé.

La CRE n'envisage pas de modification des éléments à prendre en compte dans le revenu autorisé.

3.2.2.1 Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation se définissent comme les charges brutes d'exploitation desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et les produits extratarifaires notamment).

Les charges brutes d'exploitation se composent principalement des dépenses de personnel, des consommations externes, des charges de statut et œuvres sociales, des charges d'énergie pour les pertes et différences, et des impôts et taxes.

Le niveau des charges nettes d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité de GRDF dans la mesure où, en application de l'article L. 452-1 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

3.2.2.2 Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives comprennent la rémunération et l'amortissement du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par les opérateurs : la base d'actifs régulés.

Les CCN correspondent à la somme de l'amortissement des actifs constitutifs de la BAR et de la rémunération du capital immobilisé. Cette dernière correspond au produit de la valeur de la BAR par le taux de rémunération déterminé sur la base de l'évaluation du coût moyen pondéré du capital.

$$\text{CCN} = \text{Amortissement de la BAR} + \text{BAR} \times \text{CMPC}$$

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération de GRDF doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, apporter à ses actionnaires une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'ils pourraient obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

La CRE n'envisage pas de modifier ces principes de calcul des CCN et envisage de reconduire les modalités actuellement en vigueur.

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

3.2.2.2.1 Evolution de la BAR

Modalités d'évolution de la base d'actifs régulés dans les tarifs en vigueur

La base d'actifs régulés représente la somme des actifs corporels et incorporels immobilisés à l'actif de l'opérateur (évaluée au 1^{er} janvier de chaque année) :

- la BAR augmente lorsqu'un actif est mis en service ;
- la BAR diminue avec l'amortissement des actifs, ou si un actif est mis au rebut ou cédé.

Dans le cadre de régulation appliqué jusqu'à présent à GRDF, y compris sur la période du tarif ATRD6, les actifs intégrés à la BAR sont réévalués chaque année de l'inflation. Pour cette raison, la CRE a utilisé pour les périodes tarifaires précédentes un CMPC réel n'incluant pas l'inflation.

La CRE interroge les parties prenantes sur la manière la plus pertinente de prendre en compte l'inflation dans les charges de capital normatives de GRDF dans la partie 3.6.4 de cette consultation publique.

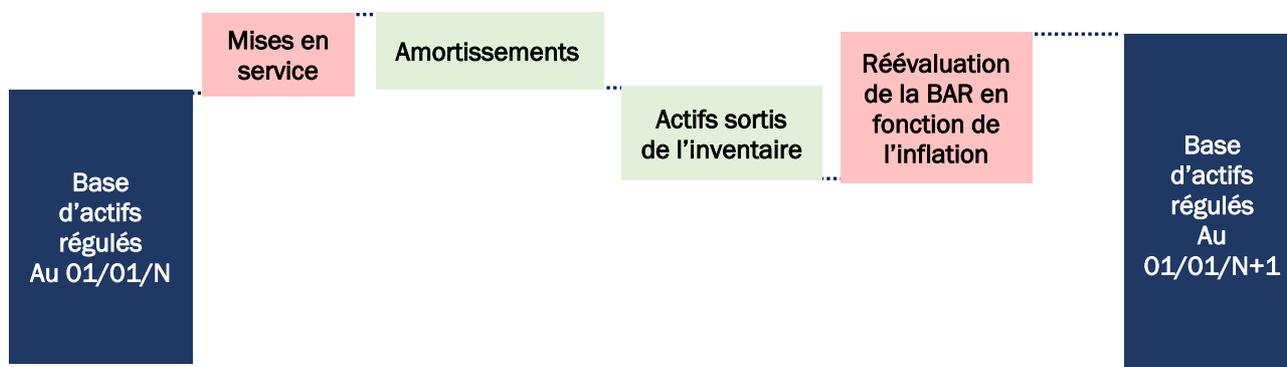


Figure 1. Facteurs d'évolution de la BAR dans le cadre de régulation actuel

Le traitement des actifs pour la définition de la BAR prévisionnelle est différent selon qu'ils ont été mis en service avant le 1^{er} janvier 2003 ou à partir de cette date.

Valeur initiale de la BAR au 31 décembre 2002 (actifs entrés en service avant le 1^{er} janvier 2003) :

Les actifs mis en service avant le 31 décembre 2002 sont valorisés à travers l'indexation des coûts historiques sur l'inflation, selon la méthode suivante :

- les valeurs brutes historiques des actifs sont retraitées des écarts de réévaluation autorisés en 1976, des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements, et des participations reçues des bénéficiaires de ces investissements ;
- ces valeurs brutes retraitées sont réévaluées au 31 décembre 2002 par application de l'indice des prix « PIB marchand ».

Actualisation de la valeur de la BAR compte tenu des actifs entrés en service depuis le 1^{er} janvier 2003 :

Les actifs mis en service entre le 1^{er} janvier 2003 et le 31 décembre 2022 sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute. Les investissements prévus à partir du 1^{er} janvier 2023 sont pris en compte à leur valeur brute prévisionnelle telle que communiquée par GRDF.

Pour tous les actifs, les montants financés par les tiers sont traités de la même façon qu'en comptabilité :

- lorsque les participations de tiers sont comptabilisées au passif par l'opérateur, en contrepartie de la valeur des ouvrages enregistrée à l'actif, elles viennent en diminution des valeurs d'actifs intégrées dans la BAR ;
- lorsque les participations de tiers sont comptabilisées par l'opérateur en produits d'exploitation, les actifs sont intégrés dans la BAR à leur valeur totale et le montant des participations de tiers vient en diminution des charges d'exploitation à couvrir par le tarif.

Mises en service

La date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire est fixée au 1^{er} juillet de chaque année et la date de sortie des actifs au 30 juin.

Amortissement des actifs

Dans le cadre actuel, les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique (la méthode d'amortissement linéaire est détaillée dans la partie 3.6.5). Les terrains sont pris en compte à leur valeur historique réévaluée non amortie.

Les durées de vie retenues par la CRE pour les principales catégories d'actifs sont les suivantes :

Catégorie d'actif	Durée de vie normative
Canalisations et branchements	Entre 30 ¹¹ et 45 ans
Postes de livraison, détente et comptage	40 ans
Compression	20 ans
Autres installations annexes	10 ans
Constructions	30 ans

Actifs sortis de l'inventaire

Les actifs mis au rebut ou cédés avant la fin de leur durée de vie économique sortent de la BAR et ne donnent lieu ni à amortissement, ni à rémunération. Le traitement tarifaire des actifs sortis de l'inventaire est détaillé en partie 3.2.2.2.3.

Réévaluation de la BAR

Depuis le 1^{er} janvier 2003, tous les actifs sont réévalués au 1^{er} janvier de chaque année de l'inflation en glissement de juillet à juillet. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice 1763852 des prix à la consommation hors tabac, pour l'ensemble des ménages résidant en France.

¹¹ Pour les branchements et conduites d'immeubles – conduites montantes dont l'année de mise en service est égale ou postérieure à 2005. 21/148

3.2.2.2 Rémunération du capital

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération de GRDF doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, apporter à ses actionnaires une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'ils pourraient obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Dans les précédentes délibérations tarifaires ATRD, la CRE a fixé un taux de rémunération unique qui s'applique pendant toute la durée de la période tarifaire à l'ensemble des actifs constitutifs de la BAR, quelle que soit leur date de mise en service. Ce taux unique est calculé sur la base de la moyenne observée de différents paramètres sur les dix dernières années, ce qui reflète la durée de vie longue des infrastructures de réseau de gaz.

Du fait de l'utilisation de moyennes sur le long terme, le taux de rémunération évolue avec une inertie importante par rapport à l'évolution des taux constatés sur le marché. Cette méthode, qui a très peu évolué depuis trois périodes tarifaires, a permis de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte la baisse des taux observée depuis 10 ans. Elle est par ailleurs cohérente avec le fait que les coûts moyens de financement des opérateurs évoluent également avec une certaine inertie (gestion du financement des actifs de manière globale avec une dette de long terme refinancée uniquement pour partie au cours d'une même période tarifaire).

Néanmoins, le contexte économique actuel conduit à une hausse des taux d'intérêt qui ne sera qu'en partie prise en compte dans les moyennes long terme : cela amène les opérateurs à demander que la rémunération reflète davantage l'évolution récente des conditions du marché.

La CRE a examiné la capacité du dispositif actuel à rémunérer les nouveaux actifs de manière cohérente avec ce nouvel environnement, et envisage, pour la période ATRD7, une évolution de la méthode de rémunération pour refléter davantage les conditions actuelles. A ce stade, la CRE envisage ainsi d'introduire une distinction entre, d'une part, un taux de long terme, dont les modalités resteraient inchangées (à savoir un taux calculé sur des moyennes des dix dernières années) et, d'autre part, un taux court terme qui serait fondé sur des données de plus court terme. Si un tel changement de méthode induit plus de volatilité dans les charges de capital, cela permettrait en revanche de fixer la rémunération des opérateurs à un niveau plus en phase avec les coûts du capital attendus ces prochaines années pour financer de nouveaux investissements.

La CRE rappelle qu'elle avait interrogé les acteurs de marché, lors des consultations publiques menées en 2019 pour préparer les tarifs ATRD6, ATR7 et ATS2, sur une proposition similaire dans un contexte de baisse des taux, qui aurait permis de faire profiter plus rapidement les consommateurs de l'amélioration des conditions de financement. Une partie des participants et en particulier les opérateurs d'infrastructures et leurs actionnaires s'étaient exprimés en défaveur de retenir des valeurs de court terme, qu'ils jugeaient trop complexes et peu lisibles.

La prise en compte de données de court terme pourrait se faire par exemple en affectant le taux de long terme aux actifs historiques et le taux de court terme aux nouveaux actifs :

- le taux de rémunération appliqué aux nouveaux actifs s'appliquerait par exemple pendant toute la période tarifaire ATRD7 ;
- pour la période du tarif ATRD7, dans les conditions actuelles de financement, ce taux pourrait être supérieur de 200 pdb à 250 pdb au taux de rémunération issues de données de long terme ;
- enfin, à la suite de cette période de par exemple 4 ans, les actifs concernés seraient intégrés dans la BAR des actifs historiques et rémunérés au taux de long terme.

La prise en compte de données de court terme pourrait également se faire *via* l'application à l'ensemble de la base d'actifs d'une moyenne pondérée de ces deux taux : la pondération pourrait par exemple refléter cette même pondération des actifs historiques et des nouveaux actifs. En contrepartie de sa simplicité, cette option présente néanmoins une souplesse moindre, car elle ne permet pas s'adapter au volume réel d'investissements de chaque opérateur.

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 ?

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

3.2.2.2.3 Traitement des actifs sortis de l'inventaire

Cas des actifs échoués

Par « coûts échoués », la CRE entend la valeur nette comptable des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie économique, ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont qui ne pourraient pas être immobilisées si les projets ne se réalisaient pas.

Dans le cadre du tarif ATRD6, les coûts échoués sont traités comme suit, sur présentation des dossiers par les opérateurs :

- les coûts échoués récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire tarifaire sur la base d'une enveloppe annuelle ;
- la couverture des autres coûts échoués est examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par GRDF.

Les coûts à couvrir, le cas échéant, par les tarifs, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

Analyse préliminaire de la CRE sur le traitement tarifaire des actifs échoués

La CRE estime que le cadre de régulation actuel est bien adapté. Celui-ci permet en effet à la fois d'assurer la couverture des coûts échoués récurrents de GRDF via une trajectoire incitée, et de traiter au cas par cas la couverture des coûts échoués exceptionnels, selon le caractère efficace des coûts présentés par l'opérateur.

Par ailleurs, GRDF ne demande pas d'évolution de ce cadre de régulation.

La CRE envisage donc, à ce stade, de ne pas apporter de modification au cadre de régulation relatif aux coûts échoués pour la période ATRD7.

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

Cas des actifs cédés

Lorsqu'un actif est cédé par un opérateur, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut, le cas échéant, générer une plus-value pour l'opérateur, égale à la différence entre le produit de cession et la valeur nette comptable.

Cas des actifs immobiliers ou de terrains

Dans le cadre tarifaire prévu dans le tarif ATRD6, dans le cas d'une cession d'actifs immobiliers ou de terrains :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80 % au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, dans la mesure où ces utilisateurs en ont supporté les coûts d'acquisition (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel et la rémunération des actifs de la BAR), tout en préservant une incitation pour l'opérateur à maximiser ce gain. Celui-ci conserve en effet les 20 % du gain restant ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par l'opérateur.

Analyse préliminaire de la CRE sur le traitement tarifaire des actifs cédés

La CRE considère que ce cadre de régulation des actifs cédés est bien adapté. La prise en compte dans le tarif des plus-values de cession est en effet justifiée, considérant que le tarif a participé au financement des actifs concernés.

La CRE envisage donc à ce stade de reconduire le cadre de régulation pour les actifs immobiliers et terrains cédés prévu dans le tarif ATRD6.

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

3.2.2.3 Compte de régularisation des charges et produits

Calcul et apurement

Le niveau du tarif ATRD est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de chaque opérateur. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), a été introduit afin de prendre tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels, sur des postes prédéfinis. Le CRCP protège en conséquence les opérateurs de la variation de certains postes de coûts ou de recettes en compensant certains déficits, et protège également le consommateur en permettant la rétrocession de certains surplus. Il est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative, calculé sur la base des résultats constatés.

Calculé au 31 décembre de chaque année N, le CRCP est apuré, dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/- 2 %. Dans le cas où cette limite est atteinte et ne permet pas l'apurement intégral du solde du CRCP dans l'évolution tarifaire de l'année N+1, le solde non apuré au cours de l'année N+1 est reporté à l'année N+2. En outre, le solde du CRCP constaté en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. Le solde du CRCP est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

Le plafond de +/- 2 % est utilisé depuis plusieurs périodes dans la plupart des tarifs de réseaux d'électricité et de gaz car il donne une bonne visibilité aux acteurs de marché sur la trajectoire des tarifs pendant la période tarifaire de quatre ans. Il a fonctionné sans difficulté pendant plus de 10 ans.

Toutefois, la crise gazière en fin de période tarifaire a conduit à un CRCP très élevé pour certains opérateurs (GRDF notamment), notamment lié à la hausse des prix de l'énergie, à l'inflation et à la baisse de la consommation de gaz. Ce constat a conduit les opérateurs, en particulier GRDF, à solliciter une révision des modalités d'apurement lors des évolutions annuelles : ces demandes et les orientations préliminaires de la CRE figurent dans la partie 3.2.2.4 de la présente consultation.

Neutralité financière du dispositif

Afin d'assurer la neutralité financière du dispositif, le solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N+1 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre de l'année N. Depuis l'introduction du mécanisme du CRCP dans les tarifs ATRD3, ATS1 et ATRT3, ce taux d'actualisation a été défini comme le taux sans risque.

En raison d'un solde de CRCP prévisionnel de fin de période ATRD6 important, plusieurs opérateurs demandent une évolution de ce paramètre. GRDF demande que le taux d'actualisation corresponde au CMPC nominal avant impôts ou au coût nominal de la dette, car il considère devoir supporter des coûts de financement dans l'attente de l'apurement du CRCP.

La CRE rappelle que la restitution du solde du CRCP est toujours garantie, indépendamment de son niveau. De plus, il est rendu à relativement court terme à l'opérateur. Le niveau de risque long terme inclus dans le niveau du CMPC ou du coût de la dette n'est donc pas pertinent pour actualiser le solde du CRCP. La CRE estime ainsi que le taux sans risque reste le paramètre pertinent pour l'actualisation du solde du CRCP. Néanmoins, dans le cadre de la rémunération des actifs (voir partie 3.2.2.2), la CRE envisage une nouvelle méthode de détermination du CMPC prenant en compte un taux sans risque basé sur des paramètres historiques et un taux sans risque sur des données de court terme qui pourraient respectivement s'appliquer aux actifs déjà en service et aux nouveaux actifs. Si cette méthode de rémunération des actifs devait être retenue, la CRE envisagerait de retenir le taux sans risque appliqué aux nouveaux actifs pour actualiser le solde du CRCP.

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

3.2.2.4 Modalités d'évolution annuelle du tarif

Calendrier d'évolution des termes tarifaires

Depuis le tarif ATRD3, entré en vigueur en 2009, le tarif de distribution de gaz de GRDF évolue au 1^{er} juillet de chaque année.

Evolution annuelle du niveau des termes tarifaires

Les charges nettes d'exploitation, les charges nettes de capital, le nombre de clients, les quantités de gaz distribuées et les souscriptions de capacités peuvent connaître des évolutions prévisionnelles parfois significatives d'une année sur l'autre. Pour éviter des évolutions trop imprévisibles des tarifs d'utilisation des réseaux, la CRE envisage de retenir, comme dans les tarifs de réseaux actuellement en vigueur, une évolution prédéfinie des grilles tarifaires permettant éventuellement de lisser ces effets dans le temps.

Comme c'est le cas pour le tarif ATRD6, la CRE envisage une évolution mécanique annuelle du tarif ATRD7 selon des principes presque identiques à ceux de la précédente période tarifaire.

Le principe est d'appliquer une variation Z aux termes tarifaires chaque année au 1^{er} juillet, défini ainsi :

$$Z = IPC + X + k$$

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} juillet de l'année N ;
- IPC est la prévision du taux d'inflation prévisionnel hors tabac pour l'année N (pour le tarif ATRD6, il s'agit de celui précisé dans le Projet de Loi de Finances - PLF) ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire ;
- k est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) plafonné (à +/- 2 % au cours de la période ATRD6).

Toutefois, au vu des niveaux de solde de CRCP très élevés en fin de période tarifaire pour certains opérateurs, la CRE a étudié, à la demande des gestionnaires de réseau, plusieurs options alternatives de mise à jour tarifaire. Alors que le CRCP de GRDF était à des niveaux habituels à l'issue des années 2020 et 2021, il a atteint un niveau très élevé en 2022 et il en sera de même en 2023 du fait essentiellement de la forte baisse de la consommation de gaz.

En premier lieu, afin d'améliorer la prise en compte de l'effet de l'inflation, la CRE a étudié la prise en compte, lors de la mise à jour tarifaire annuelle pour l'année N, d'une correction de l'écart d'inflation au titre de l'année N-1 entre la prévision du PLF et le niveau réalisé (ou à défaut la meilleure estimation disponible lors du calcul de la mise à jour tarifaire annuelle). En effet, cet écart ayant un effet sur les charges jusqu'à la fin de la période tarifaire, la CRE juge à ce stade envisageable de le prendre en compte pour éviter qu'il alimente durablement le solde du CRCP. Toutefois, cette mesure n'a d'utilité que si l'inflation réalisée est éloignée de la valeur prévisionnelle du PLF. De plus, cette mesure complexifie à la marge la formule de l'évolution tarifaire et la rend plus sensible aux variations d'inflation.

En second lieu, à la demande en particulier de GRDF, la CRE a étudié une augmentation du plafonnement du facteur k à +/- 3 % (actuellement limité à +/- 2 %). Cette option, si elle avait été appliquée à la période ATRD6, n'aurait pas eu d'effet sur le solde du CRCP de fin de période ATRD6, et aurait augmenté la variabilité du tarif pendant la période tarifaire ATRD6. Les effets de cette mesure sont difficiles à anticiper, notamment car les soldes des CRCP sont, par nature, liés à des écarts de charges ou de recettes imprévisibles par rapport à la trajectoire retenue dans la délibération tarifaire, qui n'ont *a priori* pas de raison de rester de même signe. La CRE estime donc à ce stade que l'augmentation de ce facteur contribuerait à augmenter la variabilité tarifaire en cours de période sans garantir un solde de CRCP plus faible en fin de période tarifaire.

En synthèse, les principes envisagés à ce stade par la CRE sont les suivants :

- a) le niveau des grilles tarifaires, hors terme Rf et hors terme tarifaire d'injection pour les producteurs de biométhane évolue au 1^{er} juillet de chaque année N du pourcentage de variation suivant, par rapport au niveau du tarif en vigueur au 30 juin de l'année N :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} juillet de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC : le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N [auquel pourrait être ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible)]

et le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N-1].

- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire de GRDF ;
- k est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 % [éventuellement à +/-3 %], résultant de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

- b) le terme Rf évolue selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017, associées à une évolution à l'inflation ;
- c) le niveau du terme tarifaire d'injection pour les producteurs de biométhane reste stable.

En outre, la CRE pourra prendre en compte, lors des évolutions annuelles du tarif ATRD7 de GRDF, des évolutions de la régulation incitative de la qualité de service de GRDF (ajout, modification ou suppression d'indicateurs, objectifs ou incitations financières).

3.2.2.5 Modalités d'évolution annuelle du tarif des ELD gazières

Dans le cadre d'échanges préliminaires à la consultation publique, le SPEGNN¹² a demandé à la CRE d'étudier des modalités d'évolution annuelle permettant d'apurer de manière plus rapide le solde de CRCP des gestionnaires de réseaux en cours de période. En effet, du fait notamment de la hausse des prix de l'énergie et de la forte baisse de la consommation, la majorité des ELD connaissent un CRCP très élevé, dont l'apurement est plafonné, et qui risque de rester à des niveaux similaires chaque année du tarif ATRD6 des ELD (2022-2026).

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère opportun de réfléchir à d'éventuelles pistes permettant de réduire le solde de CRCP des ELD en fin de période tarifaire, tout en limitant les variations tarifaires qui pourraient en résulter. Ainsi, la CRE envisage à ce stade de modifier le tarif ATRD6 des ELD au 1^{er} juillet 2024, soit à mi-période du tarif ATRD6 des ELD en appliquant la méthode d'évolution annuelle envisagée pour le tarif de GRDF, et qui permet la correction de l'écart d'inflation au titre de l'année précédente entre la prévision du PLF et le niveau réalisé, dès le 1^{er} juillet 2024 pour les ELD gazières.

Ainsi, l'écart d'inflation au titre de l'année 2022 entre la prévision du PLF et le niveau réalisé (soit 3,84 %) pourrait être pris en compte lors de l'évolution du 1^{er} juillet 2024, dans la mesure où il s'agit d'un effet pérenne sur la période tarifaire. La CRE portera une attention particulière à la diversité des situations des ELD et à l'évolution des consommations de gaz sur leurs territoires de desserte. En revanche, tout comme pour GRDF, la CRE n'estime pas opportun de déplafonner ou d'augmenter le plafonnement du coefficient k pour les raisons citées plus haut.

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

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 ?

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 1^{er} juillet 2024 ?

3.3 Régulation incitative de la maîtrise des coûts

3.3.1 Incitation à la maîtrise des charges d'exploitation

Les tarifs de réseau sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes. Comme indiqué dans la partie 3.2.2.3 de la présente consultation, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les

¹² Syndicat professionnel des entreprises locales gazières non nationalisées

charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés.

La CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée notamment à l'aune des deux axes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Ces principes sont en vigueur depuis plusieurs périodes tarifaires. Par ailleurs, le traitement tarifaire ne se résume pas à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs (voir partie 3.3.1.2).

3.3.1.1 Principes de couverture au CRCP

Le cadre de régulation tarifaire en vigueur différencie trois catégories de CNE qui font l'objet d'un traitement tarifaire spécifique :

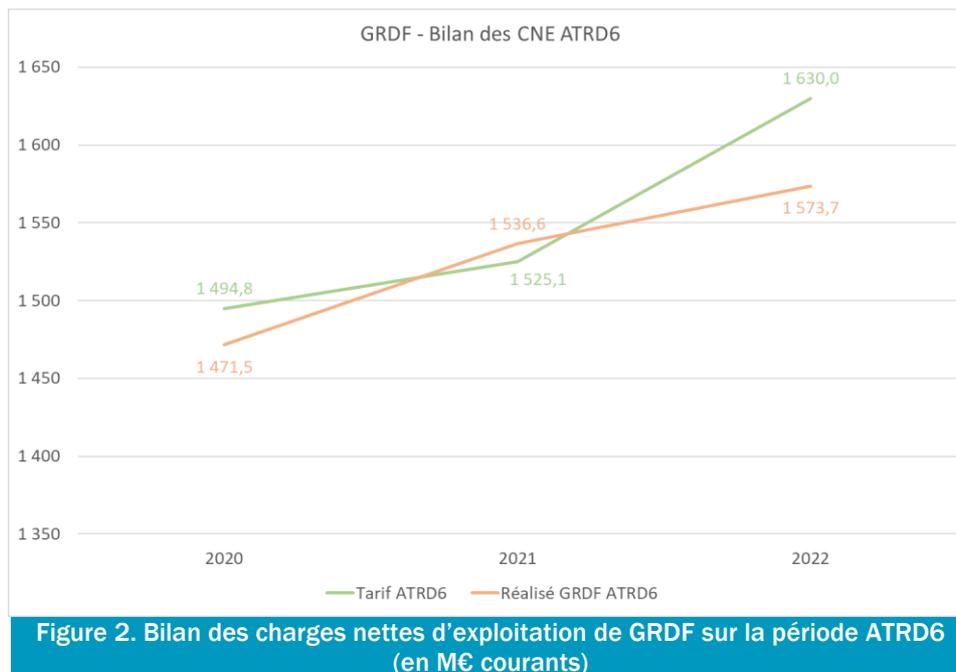
- les charges nettes d'exploitation incitées : les opérateurs sont incités à la maîtrise de leurs charges d'exploitation et conservent la totalité des gains ou pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport aux trajectoires définies par la CRE. La majorité des charges d'exploitation des opérateurs font partie de cette catégorie (achats hors énergie, charges de personnel, prestations externes, etc.) ;
- les charges nettes d'exploitation partiellement incitées : certains postes de charges dépendant de facteurs en partie maîtrisables par les opérateurs (notamment les charges d'énergie) sont inscrits en partie au CRCP. Le taux de partage des gains ou des pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle fixée par la CRE s'établit généralement entre 10 % et 20 % (l'opérateur garde entre 10 % et 20 % de l'écart à sa charge et le reste est porté par le tarif) ;
- les charges nettes d'exploitation non incitées : pour des postes de charges et de recettes peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs, les écarts entre le réalisé et le prévisionnel sont intégralement pris en compte au CRCP.

Les niveaux d'incitation des postes de charges non incitées ou partiellement incitées envisagés par la CRE sont détaillés dans la partie 3.3.1.2 de la présente consultation publique.

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation incitées vise à inciter les opérateurs à améliorer les écarts par rapport à la trajectoire fixée, en leur laissant conserver le gain réalisé par rapport à cette dernière.

La CRE constate que les coûts réalisés par GRDF ont été, au total, légèrement inférieurs à la trajectoire fixée dans le tarif ATRD6¹³ sur 2020, 2021 et 2022. L'écart sur les trois années est de - 68 M€ au total, soit - 1,5 % :

¹³ Dans ces graphiques, la trajectoire ATRD6 intègre la mise à jour annuelle de l'inflation.



Il n'est pas problématique en soi que les opérateurs battent leur trajectoire dans la mesure où l'objectif de l'incitation est justement d'obtenir des gains dans la durée dans l'intérêt des consommateurs finals. Pour autant, il est indispensable et il revient à la CRE de s'assurer, d'une période tarifaire à l'autre, de la bonne prise en compte dans la fixation du niveau du tarif des niveaux atteints par les opérateurs sur les périodes précédentes.

La CRE envisage de maintenir les mécanismes de couverture au CRCP différenciés selon les natures de charges (incités/partiellement incités/non incités pour la majorité des charges d'exploitation). Pour les charges d'exploitation de la prochaine période tarifaire, que le dernier niveau réalisé atteint (corrigé de l'inflation) est le standard à retenir (ici 2022) : toute demande s'en écartant à la hausse doit être dûment justifiée par l'opérateur. En outre, dans la période actuelle marquée par la baisse durable des consommations de gaz, toute charge nouvelle demandée par les opérateurs devrait en priorité être compensée par des économies sur d'autres postes de dépenses.

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

3.3.1.2 Couverture au CRCP de certains postes

Comme indiqué dans la partie 3.2.2.3 de la présente consultation publique, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels de certains postes préalablement identifiés. Il s'agit des postes peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs.

Les postes concernés pour la période tarifaire ATRD6 sont rappelés ci-après.

Postes couverts en totalité au CRCP

L'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour les charges nettes d'exploitation et l'inflation réellement constatée est couvert en totalité au CRCP.

Les charges en totalité couvertes au CRCP sont les suivantes :

- les charges de capital supportées par GRDF, prises en compte à 100 %, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » et pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte ;
- les charges relatives à la contrepartie versée par GRDF aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017¹⁴, prises en compte à 100 % ;

¹⁴ Délibération n° 2017-238 de la Commission de régulation de l'énergie du 26 octobre 2017 portant modification des délibérations de la CRE du 25 avril 2013, du 22 mai 2014 et du 10 mars 2016 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel.

- les charges générées par les impayés des consommateurs sur leur part acheminement qui sont portés *in fine* par GRDF dans leur totalité à compter de l'année 2016, et pour les consommateurs en offre de marché sur la période antérieure au 31 décembre 2015, prises en compte à 100 % ;
- le reversement effectué par GRDF aux GRT au titre de la part du terme d'injection biométhane collecté auprès des producteurs raccordés au réseau de distribution destinée à couvrir les OPEX associés aux re-bours des GRT (cf. paragraphe 5.2.3), pris en compte à 100 % au CRCP ;
- les coûts échoués ou les moins-values de cession traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture, couverts à 100 % au CRCP.

Les produits en totalité couverts au CRCP sont les suivants :

- les revenus perçus par GRDF sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées sur le réseau de distribution, pris en compte à 100 % ;
- les revenus perçus par GRDF sur les termes tarifaires liés aux souscriptions de capacité journalière et sur le terme proportionnel à la distance au réseau de transport, pris en compte à 100 % au CRCP ;
- les revenus perçus par GRDF au titre du terme tarifaire d'injection de biométhane, pris en compte à 100 % ;
- les revenus perçus par GRDF sur les participations de tiers, et les recettes générées par les autres prestations récurrentes facturées (par exemple, les locations de compteur), pris en compte à 100 %. En effet, les revenus correspondants sont d'un montant significatif, les volumes de réalisation sont difficilement prévisibles et une part importante des coûts correspondants est générée par des dépenses d'investissement couvertes à travers le CRCP ;
- les pénalités perçues par GRDF pour les dépassements de capacités souscrites pour les consommateurs bénéficiant des options T4 et TP, reversées à 100 %, de façon à assurer la neutralité financière pour GRDF du système de pénalités ;
- les revenus perçus par GRDF sur les autres prestations annexes en cas d'évolution des tarifs de ces prestations en cours de période tarifaire, pour neutraliser l'effet du changement de tarif sur le revenu de GRDF, lorsque cette évolution est différente de celle issue des formules d'indexation annuelle des tarifs des prestations.

Postes couverts en partie au CRCP

- les charges d'énergie : la trajectoire annuelle de référence est révisée une fois le volume de consommation connu. Pour inciter GRDF à la maîtrise de ces charges, les écarts entre ce nouveau montant de référence et les charges réelles de GRDF sont couverts à 80 % par le CRCP ;
- les plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains, prises en compte à 80 % au CRCP ;
- les coûts relatifs au projet « Changement de gaz »¹⁵ :
 - les coûts de « SI-communication-pilotage » sont pris en compte à 80 % au CRCP ;
 - les coûts d'« intervention chez les consommateurs », et les coûts de remplacement des appareils incompatibles sont pris en compte à 80 % au CRCP pour les écarts de coûts unitaires, et à 100 % pour les écarts de volume de conversion.

Demandes d'évolution de GRDF

Recettes d'abonnement

Dans sa demande tarifaire, GRDF a demandé que les recettes liées aux termes tarifaires « abonnement » soient couvertes au moins partiellement au CRCP, compte tenu de leur caractère non maîtrisable.

Dans les tarifs précédents, ATRD6 inclus, seuls les revenus perçus par GRDF sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées sont pris en compte à 100 % au CRCP. GRDF n'est donc pas exposé au risque de variation de la consommation totale à assiette de consommateurs constante, mais est incité sur le nombre de consommateurs raccordés à son réseau.

Analyse préliminaire de la CRE

¹⁵ Délibération n° 2021-41 de la Commission de régulation de l'énergie du 11 février 2021 portant projet de décision sur le cadre de régulation applicable à la phase industrielle du projet de conversion du réseau de gaz B de GRDF

Sur la période ATRD6, les recettes de la part « abonnement » ont représenté environ 40 % des recettes totales de GRDF. L'incitation de GRDF sur ces recettes avait pour objectif la maîtrise dans la durée du niveau du tarif ATRD, car un client supplémentaire raccordé au réseau contribue à financer les charges de GRDF qui sont majoritairement fixes et donc à diminuer le niveau du tarif.

Toutefois, le contexte de transition énergétique impose de diminuer fortement la consommation de gaz fossile, et les gaz « verts » ne pourront compenser qu'en partie cette baisse. La CRE considère donc qu'il ne faut plus inciter GRDF sur le nombre de clients raccordés. La CRE envisage donc à ce stade de prendre en compte à 100 % au CRCP l'écart entre les recettes prévisionnelles et réalisées relatives aux termes d'abonnement. Dans cette hypothèse, GRDF serait ainsi protégé à 100 % sur l'ensemble de son revenu autorisé comme c'est le cas pour Enedis.

Avantage en nature énergie (ANE)

Les salariés des Industries Électriques et Gazières (IEG), dont fait partie GRDF, bénéficient d'un tarif préférentiel pour le gaz et l'électricité (dit « tarif agent »). Chaque entreprise faisant partie des IEG verse en contrepartie à EDF et Engie chaque année un montant visant à couvrir l'écart entre le tarif agent et le coût de fourniture de ce tarif par EDF et Engie.

Dans le cadre actuel, ces charges sont entièrement incitées, comme la majorité des charges d'exploitation. GRDF indique que la hausse des prix de l'énergie au cours de la période tarifaire ATRD6 a conduit à une forte hausse du coût de l'ANE, qui restera à sa charge. GRDF demande que les montants associés à la part énergie (molécule/électron) de l'ANE soient intégrés à 100 % dans le périmètre du CRCP, du fait du caractère non maîtrisable des prix de l'électricité et du gaz sur les marchés, et de l'anticipation d'une forte volatilité sur la période tarifaire ATRD7.

Analyse préliminaire de la CRE

Le coût de ce poste pour GRDF a progressé de près de 120 % entre 2020 et 2023.

Le montant des reversements de GRDF à EDF et Engie est fixé dans le cadre d'un contrat négocié entre les différentes entreprises concernées. La CRE estime donc justifié de maintenir un cadre de régulation incitant à la fixation d'un niveau pertinent pour cette compensation. De même, le maintien d'une incitation, éventuellement partielle, sur les volumes d'énergie consommés au titre de l'ANE est justifié, en cohérence avec les objectifs de sobriété fixés par le gouvernement.

Recettes extratarifaires issues des prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas carbone

Dans sa demande tarifaire, GRDF a demandé que les recettes liées aux prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas carbone soient entièrement couvertes au CRCP. Les prestations visées concernent la réalisation d'études (dont la prestation « Etude détaillée »), la prestation d'analyse de qualité du gaz ainsi que la prestation « Service d'injection ». GRDF considère d'une part que ces prestations sont équivalentes aux prestations récurrentes de location de poste à destination des consommateurs de gaz et, d'autre part du fait de l'incertitude portant sur la trajectoire de la filière.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE est, à ce stade, favorable à la demande de GRDF compte tenu de la nature de ces prestations, répondant soit à une disposition réglementaire (par exemple la prestation « Etude détaillée »), soit revêtant un caractère récurrent (location du bloc d'injection) faisant déjà l'objet d'une couverture au CRCP pour les prestations à destination des consommateurs. Par ailleurs, le volume de prestations étant adossé à la trajectoire d'injection de gaz renouvelable et bas carbone, la CRE estime que sa faible prévisibilité sur la période ATRD7 justifie une couverture des recettes associées au CRCP.

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

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 ?

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

3.3.2 Régulation incitative des investissements

La CRE a maintenu pour le tarif ATRD6 le principe général de couverture au réel au CRCP des charges de capital assorti d'une incitation à l'efficacité des dépenses d'investissement de GRDF. Deux mécanismes distincts introduits

dans le tarif ATRD5 ont été reconduits, portant d'une part sur les coûts unitaires de certains investissements dans les réseaux, et d'autre part sur certains investissements « hors réseaux ».

3.3.2.1 Coûts unitaires d'investissements dans les réseaux

Rappel du dispositif et des objectifs du mécanisme

Le tarif ATRD6 prévoit un mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux afin d'assurer l'optimisation des coûts des investissements de GRDF dans les réseaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage, en tant que gestionnaire de réseau efficace, sans compromettre le choix et la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation et la sécurité de son réseau.

Le mécanisme s'appuie sur la définition d'un modèle de coûts de référence des ouvrages mis en service par GRDF, prenant en compte leurs caractéristiques techniques ainsi qu'une évolution tendancielle des coûts au cours du temps.

Sur la période ATRD6, ce mécanisme porte sur la plus grande partie des investissements de réseaux de GRDF. Les investissements de GRDF concernés par ce mécanisme sont répartis en 13 catégories et représentaient un total de 411 M€ en 2020, sur un total de 715 M€ hors projet Gazpar, soit environ 57 %.

Pour chaque année de la période ATRD6, on évalue la différence entre le coût total des ouvrages mis en service et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages, calculé à partir du modèle de coûts unitaires de référence appliqué au volume d'investissement effectivement réalisé.

Cette différence, positive ou négative, reflète l'efficacité de l'opérateur pour le volume d'investissement effectivement réalisé. Elle fait l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau :

- les investissements concernés sont intégrés dans la base d'actifs régulés (BAR) de GRDF à hauteur de leur valeur réelle, sous réserve des contrôles que la CRE pourrait mener sur le caractère efficace et prudent des coûts engagés. Les charges de capital liées à ces investissements restent donc couvertes sur la base des dépenses effectives. Ainsi, le consommateur final bénéficie ou couvre sur l'ensemble de la durée de vie de l'actif la performance de l'opérateur *via* des CCN moindres ou supérieures ;
- il est ensuite appliqué, *via* le CRCP, un bonus ou un malus équivalent à 20 % de l'écart entre le coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. Ce mécanisme a donc pour effet d'inciter GRDF à maîtriser ses coûts unitaires d'investissement, sans remettre en cause le volume des investissements réalisés. Cette incitation annuelle est plafonnée à +/- 9 M€.

Au sein de chacune de ces 13 catégories, le coût de chaque investissement est modélisé par :

- une part fixe (qui ne dépend pas de l'année de mise en service) ;
- une part variable en fonction de la longueur de la canalisation concernée ou du nombre d'unités (qui ne dépendent pas de l'année de mise en service) ;
- un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires (identique pour toutes les catégories d'ouvrages, et évoluant chaque année).

Les valeurs de ces paramètres ont été estimées à partir des coûts des investissements mis en service entre 2016 et 2018.

Bilan du dispositif sur les périodes ATRD5 et ATRD6

Sur les exercices pour lesquels la CRE dispose de données (2018, 2019, 2020 et 2021 provisoire), GRDF a été globalement plus performant que la trajectoire de référence sur le périmètre des investissements incités, avec des coûts d'investissements inférieurs de 3,6 % en 2018 et 2,9 % en 2019 par rapport à cette trajectoire puis a sous-performé, avec des coûts supérieurs à la trajectoire de référence de 5,3 % en 2020 et 11,8 % en 2021.

Le graphique ci-dessous présente, pour chacune des catégories d'investissements, pour les années 2018 à 2021, l'écart en pourcentage entre le coût unitaire de référence et le coût réalisé :

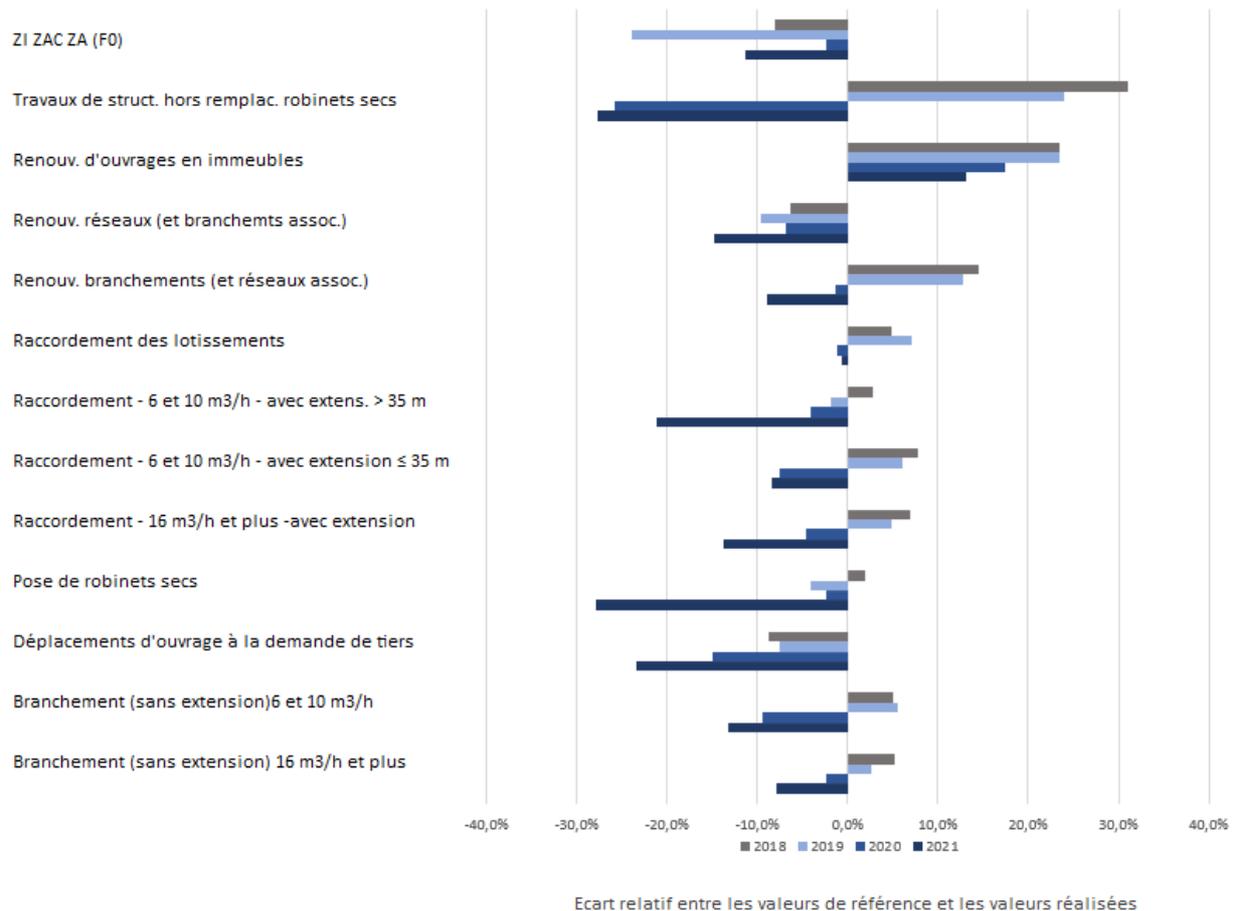


Figure 3 Bilan de la régulation incitative des coûts unitaires d'investissements de GRDF (2018-2021)

Note de lecture : un écart négatif dans le graphe correspond donc à un malus pour GRDF pour la catégorie et un écart positif à un bonus pour GRDF.

On observe une dégradation de la performance de GRDF par rapport aux coûts de référence en 2020 et 2021. GRDF considère que cette sous-performance est le résultat de plusieurs facteurs. Les années 2020 et 2021 ont été marquées par les effets de la crise sanitaire, comme l'arrêt des chantiers et les surcoûts afférents, puis par la reprise des travaux post-Covid dans un environnement contraint. Le contexte de réalisation des travaux de 2021 est par ailleurs, selon GRDF, marqué par un nombre plus élevé de chantiers en Île-de-France et des conditions de chantier plus contraignantes en raison de la reprise d'activité des commerces. GRDF indique qu'à Paris intra-muros, le coût des chantiers est supérieur au coût national moyen en raison de la cohabitation de nombreux réseaux souterrains, et un nombre élevé de chantiers a été réalisé en raison d'obligations réglementaires et du calendrier de travaux des Jeux Olympiques et du Grand Paris. Enfin, dans d'autres régions, certaines obligations réglementaires, comme le renouvellement des conduites en fonte ductile, ont également conduit à la hausse des coûts unitaires en raison du contexte des environnements urbains dans lesquels les chantiers ont été menés.

GRDF a conservé 20 % de l'écart entre la valeur de référence et la valeur réalisée, soit un malus cumulé de -7,3 M€ pour les exercices 2018, 2019, 2020 dont les résultats sont définitifs, et 2021 dont les résultats sont provisoires (respectivement 3,3 M€, 2,6 M€, -4,1 M€ et -9 M€¹⁶).

¹⁶ Pour le montant provisoire de 2021, GRDF a atteint le plafond de la régulation incitative.



Evolutions envisagées pour la période ATRD7

Pour la prochaine période tarifaire, la CRE considère qu'au regard du retour d'expérience tiré des périodes ATRD5 et ATRD6 il est pertinent de reconduire ce mécanisme incitant GRDF à la maîtrise des coûts sur une partie importante de ses investissements.

Demandes d'évolution de GRDF

Dans sa demande tarifaire, GRDF ne remet pas en cause le principe d'une incitation sur les coûts unitaires d'investissements. GRDF demande cependant de fusionner plusieurs catégories d'investissements, considérant qu'ils présentent des similarités très fortes en termes de nature des travaux ou d'inducteurs de coûts :

- « Raccordement - 6 et 10 m³/h - avec extension > 35 m », à fusionner avec « Raccordement - 16 m³/h et plus - avec extension » ;
- « Raccordement des lotissements », à fusionner avec « ZI ZAC ZA¹⁷ » ;
- « Renouvellement branchements (et réseaux associés) », à fusionner avec « Renouvellement réseaux (et branchements associés) ».

GRDF demande également que les coûts unitaires de référence pour la période tarifaire ATRD7 reposent sur la base des coûts définitifs de 2022 et 2023, qui seront connus en 2025, considérant que les années 2020 et 2021 sont trop atypiques en raison de la crise du Covid-19.

Analyse préliminaire de la CRE

Concernant la demande de fusion de catégories d'investissements émise par GRDF, la CRE envisage à ce stade de regrouper les catégories « Renouvellement branchements (et réseaux associés) » et « Renouvellement réseaux (et branchements associés) », qui présentent des coûts unitaires proches et recouvrent des opérations techniques et des matériaux semblables. En revanche, elle considère à ce stade que les catégories « Raccordement - 6 et 10 m³/h - avec extension > 35 m » et « Raccordement - 16 m³/h et plus - avec extension » d'une part, et les catégories « Raccordement des lotissements » et « ZI ZAC ZA » d'autre part, présentent des performances et des coûts unitaires divergents, et que leur fusion pourrait faire perdre de la visibilité sur la performance de GRDF.

La CRE n'est pas favorable à la demande de GRDF de fixer la référence des coûts unitaires pour la période ATRD7 sur la base des coûts définitifs 2022 et 2023, qui ne seront connus définitivement qu'en 2025. Fixer les objectifs *a posteriori* et de manière rétroactive pour les années 2024 et 2025 n'est pas compatible avec la régulation incitative qui vise à déterminer un objectif de performance suffisamment tôt pour que le gestionnaire de réseau puisse le prendre en compte et adapter ses processus, son organisation et ses achats pour l'atteindre. De plus, l'impact de la crise sanitaire mesuré par GRDF et la CRE sur les coûts unitaires en 2020 et 2021 a été modéré malgré un fonctionnement aménagé afin de suivre les prérogatives du guide de bonnes pratiques destiné aux entreprises du BTP (de l'ordre de 1,5 %). La CRE envisage donc de maintenir les modalités en vigueur de détermination de la référence des coûts unitaires, c'est-à-dire sur la base des coûts observés en 2020, 2021 et provisoires 2022.

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 ?

3.3.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »

Rappel du dispositif et des objectifs du mécanisme

Les opérateurs d'infrastructures de distribution et de transport de gaz sont incités à maîtriser leurs charges de capital normatives au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre de charges dites « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI). S'agissant de GRDF, ce cadre de régulation a été introduit dans le tarif ATRD5 et reconduit pour le tarif ATRD6.

Ce mécanisme incite les opérateurs à optimiser globalement l'ensemble de leurs charges sur ces trois postes de coûts. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution des charges de capital, qui sont exclues du périmètre du CRCP¹⁸. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par l'opérateur pendant la période tarifaire. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations est prise en compte dans la BAR, ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs des infrastructures.

¹⁷ Zone industrielle - Zone d'aménagement concerté - Zone d'activité

¹⁸ Cadre appliqué au seul périmètre des postes relatifs aux véhicules et à l'immobilier pour Teréga.

L'objectif est que, pour ces trois postes où les arbitrages entre dépenses d'investissements et d'exploitation sont possibles, l'incitation pour les opérateurs soit la même.

En outre, s'agissant spécifiquement du cadre appliqué à GRDF, certains projets SI ont été exclus du périmètre des investissements concernés par la régulation incitative, à savoir les projets « SI transformant », « Reconstruction SI » et « SAP S/4HANA »¹⁹. Les dépenses associées à ces projets, constitutives de l'assiette dite « hors socle » ont donc été prises en compte intégralement via le CRCP.

Enfin, la CRE a introduit dans le tarif ATRT7 un mécanisme expérimental spécifique sur les charges relatives au SI de Teréga. Ce mécanisme incite l'opérateur sur une trajectoire commune comprenant les charges d'exploitation et les mises en service et prévoit que les actifs entrent dans la BAR sur la base d'un montant fixé *ex ante* dans la trajectoire, et non sur la base des dépenses réellement réalisées en fin de période tarifaire. La CRE a fixé un taux de partage à 50 % des gains ou pertes de l'opérateur en intégrant dans le CRCP de Teréga, les écarts par rapport à la trajectoire globale à hauteur de 50 %.

Bilan du dispositif sur la période ATRD6

Dans l'ensemble et depuis la mise en place du mécanisme incitant à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux », les trajectoires réalisées par les opérateurs montrent qu'il n'y a pas eu de dérive de coûts : les enveloppes de dépenses sont globalement maîtrisées. C'était l'objectif principal du dispositif.

Sur la période ATRD6, GRDF a globalement moins dépensé que les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation et de charges de capital normatives. Ces moindres dépenses sont estimées à environ 8 M€ sur un total de 1 825 M€ sur la période. En particulier, la CRE constate que GRDF a dépensé²⁰ :

- moins que les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation et de charges de capital normatives pour la catégorie « Immobilier » ;
- moins que la trajectoire globale s'agissant des charges relatives aux véhicules ;
- plus que la trajectoire globale s'agissant des charges relatives aux SI, avec des charges de capital nettes supérieures à la trajectoire prévisionnelle.

¹⁹ Progiciel de gestion intégré de SAP pour les grandes entreprises.

²⁰ En cours de période tarifaire ATRD6, GRDF a réalisé un déplacement comptable d'actifs initialement inscrits dans le poste Véhicules, vers le poste Immobilier, principalement les stations Gaz Naturel Véhicules (GNV). La présente analyse du bilan du cadre de régulation incitative pour la période ATRD6 tient compte de cette nouvelle classification.

En M€ courants	2020	2021	2022	2023 (prov.)	Total	Ecart (réal. - prév.)
Systèmes d'information						
CNE prévisionnelles (corrignées de l'inflation constatée)	180,4	181,2	197,4	187,8	746,8	
CCN prévisionnelles (corrignées de l'inflation constatée)	70,0	73,5	81,3	88,0	312,8	
TOTAL prévisionnel	250,4	254,7	278,7	275,8	1059,6	
CNE réalisées	177,0	173,2	160,1	173,4	683,7	- 63,1
CCN réalisées	80,7	88,7	104,5	113,2	387,2	+ 74,4
TOTAL réalisé	257,7	261,9	264,7	286,6	1070,9	+ 11,3
Immobilier						
CNE prévisionnelles (corrignées de l'inflation constatée)	122,8	118,4	124,7	132,3	498,2	
CCN prévisionnelles (corrignées de l'inflation constatée)	28,2	27,2	26,8	26,2	108,4	
TOTAL prévisionnel	151,0	145,6	151,5	158,5	606,6	
CNE réalisées	122,6	116,7	121,5	119,7	480,5	- 17,7
CCN réalisées	27,7	26,9	26,7	26,5	107,8	- 0,6
TOTAL réalisé	150,3	143,6	148,2	146,2	588,3	- 18,3
Véhicules						
CNE prévisionnelles (corrignées de l'inflation constatée)	19,2	19,0	19,7	20,3	78,2	
CCN prévisionnelles (corrignées de l'inflation constatée)	21,9	19,5	19,5	20,1	81,0	
TOTAL prévisionnel	41,1	38,5	39,2	40,4	159,2	
CNE réalisées	18,4	19,4	23,7	24,5	86,1	+7,9
CCN réalisées	17,7	17,7	17,7	19,1	72,2	- 8,8
TOTAL réalisé	36,1	37,1	41,4	43,6	158,3	- 0,9
TOTAL						
					CNE réalisées	-73,0
					CCN réalisées	+65,0
					TOTAL réalisé	- 7,9

Figure 4. Bilan des charges « hors réseaux » de GRDF sur la période ATRD6

Au-delà de la maîtrise des charges globales sur les trois postes ciblés, ce mécanisme avait également pour objectif de permettre à GRDF de choisir de manière indifférente entre des dépenses comptabilisées en charges nettes d'exploitation et des dépenses comptabilisées en charges de capital normatives.

A ce titre, le retour d'expérience montre que le cadre de régulation apporte de la souplesse aux opérateurs, en leur permettant d'arbitrer en cours de période tarifaire entre une stratégie d'acquisition et une stratégie de location (et entre développement interne et externalisation concernant le SI). Par ailleurs, durant la période tarifaire, il permet aux utilisateurs des infrastructures de ne pas subir de préjudice lorsque l'opérateur adopte finalement une stratégie d'acquisition (à travers le tarif – les charges de capital étant couvertes au CRCP en régime nominal). A titre d'illustration, pour la période ATRD7, GRDF envisage, pour sa flotte de véhicules, de passer d'une stratégie d'acquisition (valorisée en charges de capital) vers des locations longue durée (valorisée en charges d'exploitation).

La CRE identifie cependant un risque inhérent à ces mécanismes, s'agissant de certains projets majeurs qui auraient été prévus mais finalement non réalisés pendant la période tarifaire. En effet, les opérateurs pourraient être couverts deux fois des charges d'un projet qui serait décalé d'une période tarifaire à la suivante, si les charges relatives à ce projet étaient à nouveau incluses dans la période tarifaire suivante.

Evolutions envisagées pour la période ATRD7

Le retour d'expérience mené sur les dernières périodes tarifaires montre que ce mécanisme de régulation incite les investissements « hors réseaux » de manière efficace. Toutefois, le cas de projets qui n'auraient finalement pas été réalisés comme prévu pendant la période tarifaire doit être traité.

Demandes d'évolution de GRDF

Dans l'ensemble, les opérateurs sont favorables à la reconduction du mécanisme d'incitation des charges « hors réseaux ».

GRDF demande qu'une partie de ses nouveaux projets d'investissements SI (par exemple sur la cybersécurité) ainsi que certains projets (SAP S/4HANA) soient exclus du périmètre de la régulation incitative sur les investissements « hors réseaux », considérant qu'ils présentent un niveau de risque ou d'incertitude qui justifie leur couverture intégrale *via* le CRCP.

Analyse préliminaire de la CRE

Pour la période ATRD7, la CRE envisage à ce stade de reconduire le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux ».

Concernant la demande de GRDF d'exclure certains projets du « socle » de régulation incitative, la CRE considère que sauf justification détaillée de la pertinence d'une couverture *via* le CRCP des coûts associés à un projet spécifique, la règle reste l'inclusion des investissements SI dans le périmètre de la régulation incitative.

S'agissant des demandes d'exclusion, le projet SAP S/4HANA avait été exclu des charges « hors réseau » pour la période ATRD6 en raison d'incertitudes sur son calendrier de réalisation. La CRE constate que la mise en œuvre a commencé en 2023, et qu'une part significative des ressources a déjà été engagée (près de 20 M€) : elle considère que la situation ne justifie plus une exclusion du projet du périmètre du cadre de régulation incitative pour la période ATRD7.

S'agissant de la cybersécurité, compte tenu des enjeux croissants auxquels font face les opérateurs d'infrastructures, la CRE considère pertinent de continuer à exclure les investissements SI associés, qui sont facilement identifiables, du périmètre de la régulation incitative.

Par ailleurs, à la suite de l'analyse des projets réalisés par GRDF, la CRE identifie deux projets prévus sur la période ATRD6, qui ont subi un décalage partiel sur la période ATRD7, et pour lesquels GRDF demande de nouveau une trajectoire de coûts prévisionnelle. Ces deux projets sont : le programme de télé-exploitation et le projet OSCAN. Ces projets devant se réaliser ou se poursuivre sur la période ATRD7, la CRE envisage à ce stade de retraiter les charges de capital normatives associées aux montants de la trajectoire prévisionnelle de GRDF pour la période ATRD7. La CRE tiendra également compte des trajectoires réalisées sur la période ATRD6 dans son analyse et dans ses éventuels ajustements de la trajectoire de GRDF.

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 ?

3.3.2.3 Incitation à la priorisation des investissements

Dans le contexte de transition énergétique, la baisse tendancielle de la consommation de gaz, plus rapide que celle des coûts, peut conduire à un effet ciseau sur le tarif unitaire. Outre les évolutions envisagées par la CRE concernant la répartition des charges à couvrir dans le temps (désindexation de la BAR, cf. paragraphe 3.6.4, et modalités d'amortissement, cf. paragraphe 3.6.5), la CRE considère que ce contexte appelle à la maîtrise des charges et des investissements des gestionnaires de réseaux. En particulier, les gestionnaires de réseaux doivent optimiser la gestion de leurs actifs, prioriser leurs investissements et les limiter aux dépenses strictement nécessaires pour assurer l'exploitation et la sécurité du réseau.

A ce titre, la CRE envisage d'instaurer dans le tarif ATRD7 un mécanisme incitant GRDF à maîtriser et à prioriser ses investissements, sans compromettre sa capacité à mener à bien ses missions et à réaliser les investissements qu'il estime nécessaires à ces dernières.

La CRE a déjà introduit un dispositif similaire dans le tarif ATRD6 de GreenAlp, opérateur confronté à une diminution rapide de son nombre d'utilisateurs, en raison notamment de la pénétration du réseau de chaleur sur la ville de Grenoble. Pour limiter le phénomène de ciseau tarifaire engendré par cette situation, la CRE a fixé une enveloppe d'investissements sur la période tarifaire au-delà de laquelle les dépenses d'investissements de GreenAlp font l'objet d'une pénalité tout en restant intégrées à la BAR. Ce mécanisme a pour objectif d'inciter l'opérateur à maîtriser et à prioriser ces dépenses, afin de limiter les hausses tarifaires à venir et de réduire le risque de coûts échoués.

Dans ce contexte, GreenAlp a mené des réflexions conjointes avec la Métropole de Grenoble pour limiter ses investissements tout en continuant de garantir la sécurité de son réseau et sa qualité de service, comme des opportunités d'abandons définitifs du gaz, afin de ne pas renouveler le réseau (dans le cadre de l'obligation de suppression des canalisations en fonte ductile) et certaines conduites d'immeubles et conduites montantes (dans des zones de Grenoble où le réseau de chaleur urbain a vocation à être développé²¹).

La CRE envisage d'introduire un mécanisme similaire, pour le tarif ATRD7 de GRDF, en déterminant une enveloppe d'investissements sur la période tarifaire. Les investissements au-delà de cette enveloppe donneraient lieu à une rémunération réduite de l'opérateur au moyen d'un partage de l'écart par rapport à l'enveloppe dont 20 % serait imputé à GRDF. Les investissements effectivement réalisés intégreraient néanmoins la BAR dans leur totalité. Afin de ne pas limiter les investissements relatifs au développement des gaz verts, le niveau de l'enveloppe pourra être revu en fonction du volume installé chaque année.

A ce stade, la CRE envisage de fixer le montant de l'enveloppe au niveau de la trajectoire d'investissements fournie par GRDF dans son dossier tarifaire, qu'elle considère pertinente.

Lors de l'atelier du 23 juin 2023, plusieurs acteurs ont partagé leurs interrogations sur l'instauration d'un tel mécanisme, notamment son articulation avec les engagements mutuels de GRDF et des autorités concédantes des réseaux de distribution de gaz tels que définis dans le nouveau modèle de contrat de concession, signé en 2022. A ce sujet, la CRE précise que l'enveloppe d'investissements ne limite pas la capacité de GRDF à réaliser les investissements prévus dans les contrats de concession. Il s'agit seulement d'inciter GRDF à prioriser globalement ses investissements dans le temps, de manière à limiter les futures hausses tarifaires, sans compromettre la réalisation des investissements nécessaires aux objectifs de sécurité du réseau, de conformité réglementaire et d'intégration des gaz verts.

Dans sa demande tarifaire, GRDF prévoit une trajectoire d'investissements de 4 331 millions d'euros sur la période ATRD7 (soit 1 082 millions d'euros par an en moyenne). La CRE envisage donc à ce stade de fixer l'enveloppe d'investissements à ce niveau (voir la trajectoire détaillée en paragraphe 3.3.2.3).

En M€ courants	2020	2021	2022	2023	Total ATRD6
Investissements réalisés	914,4	1 193,3	1 116,8	1 194,1	4 418,6

Figure 5. Investissements réalisés par GRDF sur la période ATRD6 (en M€)

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Total ATRD7
Enveloppe d'investissements	1 127,9	1 043,5	1 031,1	1 128,9	4 331,3

Figure 6. Trajectoire annuelle de l'enveloppe d'investissements envisagée sur la période ATRD7 (en M€)

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 ?

3.4 Régulation incitative de la qualité de service

La régulation incitative de la qualité de service de GRDF a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de distribution dans les domaines considérés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché du gaz.

La CRE a présenté ses orientations préliminaires concernant la qualité de service lors de deux ateliers thématiques :

- lors de l'atelier du 20 mai 2023 dédié à la prise en compte de la montée en puissance du biométhane et de l'émergence des nouveaux gaz renouvelables bas carbone, la CRE a présenté ses orientations visant à renforcer le cadre de régulation de la qualité de service de GRDF relative à l'injection de biométhane ;

²¹ Commission de régulation de l'énergie, « Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone », avril 2023.

- lors de l'atelier du 13 septembre 2023 dédié à la qualité de service, elle a présenté ses orientations sur les évolutions du cadre de régulation (hors biométhane), notamment sur le comptage, la relation client et les délais de réalisation des prestations.

3.4.1 Dispositif en vigueur

Pour la période tarifaire en vigueur (ATRD6), la qualité de service de GRDF est suivie au moyen de 48 indicateurs, dont 21 sont incités financièrement. Un certain nombre d'indicateurs sont dédiés à la qualité de service spécifique du projet de comptage évolué Gazpar (15 indicateurs dont 6 sont incités financièrement).

Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance de GRDF, en fonction de l'atteinte ou non de cet objectif, génère des bonus ou malus. Ces derniers sont par ailleurs plafonnés.

Ces indicateurs ont été fixés par la CRE après une large consultation des acteurs de marché, dans l'objectif d'améliorer la qualité de service et de favoriser le bon fonctionnement du marché au vu des enjeux de la période.

Les 48 indicateurs existants portent sur les thèmes suivants :

- les 33 indicateurs relatifs à l'activité d'acheminement de GRDF :
 - o les devis et interventions (6 indicateurs) ;
 - o la relation avec les fournisseurs et consommateurs (13 indicateurs) ;
 - o la relève et la facturation (5 indicateurs) ;
 - o les données échangées avec les GRT (4 indicateurs) ;
 - o l'impact environnemental de GRDF (2 indicateurs) ;
 - o les nouveaux projets (biométhane et Changement de gaz) (3 indicateurs) ;
- les 15 indicateurs spécifiques au projet de comptage évolué Gazpar :
 - o la qualité et la disponibilité des données issues du système de comptage évolué de GRDF (7 indicateurs) ;
 - o les réclamations reçues par GRDF (4 indicateurs) ;
 - o le respect par GRDF des demandes des utilisateurs de données (4 indicateurs).

Les résultats de ces indicateurs sont publiés sur le site internet de GRDF chaque mois, ainsi que, pour les indicateurs incités financièrement, dans les délibérations annuelles de la CRE de mise à jour du tarif. Depuis 2016, GRDF élabore et publie sur son site internet un rapport annuel d'analyse qualitative de sa performance.

3.4.2 Bilan du dispositif sur la période ATRD6

Depuis l'introduction d'une régulation de la qualité de service en 2008, les résultats de GRDF ont significativement progressé et GRDF a atteint un niveau de qualité de service globalement satisfaisant, démontrant ainsi l'efficacité du mécanisme.

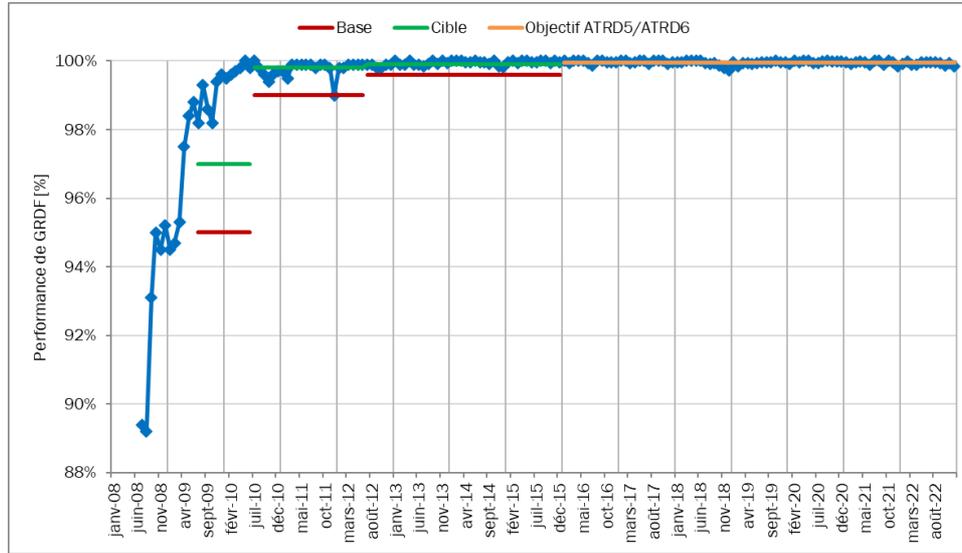


Figure 7. Taux de publication par OMEGA pour les relèves JJ/MM

Sur la période ATRD6, la performance de GRDF est globalement en demi-teinte. Si la performance du système de comptage de Gazpar a dépassé les objectifs fixés par la CRE, la CRE observe des performances en deçà des objectifs pour les indicateurs associés à l'activité d'acheminement.

Indicateurs relatifs à l'acheminement et à Gazpar

En particulier :

- s'agissant des indicateurs spécifiques au projet de comptage évolué Gazpar, la CRE constate une bonne performance globale :
 - o pour les indicateurs relatifs à la mesure et la publication des index : une tendance à la baisse de la performance entre 2017 et 2020, en lien avec l'accroissement du nombre de compteurs Gazpar posés puis une amélioration continue à partir de 2021 pour finir au-dessus de l'objectif fixé (Figure 8 ci-dessous) ;
 - o pour les indicateurs relatifs à la disponibilité du portail client ainsi que les données associées : une amélioration continue de la performance et l'atteinte durable d'un niveau proche de 100 % ;
 - o pour l'indicateur relatif à la part des compteurs silencieux (depuis 3 mois ou plus) : une difficulté à atteindre l'objectif de 0,5 % fixé par la CRE à partir de la deuxième phase du projet.
- s'agissant des indicateurs relatifs à l'activité d'acheminement de GRDF, la CRE constate une performance moins bonne :
 - o une performance en deçà des objectifs fixés par la CRE ou en dégradation sur les indicateurs relatifs au respect du délai de réalisation des mises en service ainsi que sur la gestion des flux de données (publication des index notamment) transmis aux fournisseurs ;
 - o une tendance à l'augmentation des amplitudes du compte d'écart distribution (CED) par fournisseur et par fréquence de relève ;
 - o une tendance à l'allongement des délais de traitement des réclamations malgré une performance globalement satisfaisante sur la période ;
 - o le maintien à un haut niveau de performance de la disponibilité du portail fournisseur ;
 - o une tendance à la dégradation pour certains autres indicateurs, en particulier pour la correction des échecs d'envoi des flux aux acteurs ainsi que le respect des délais de réalisation des mises hors service (Figure 9 ci-dessous).

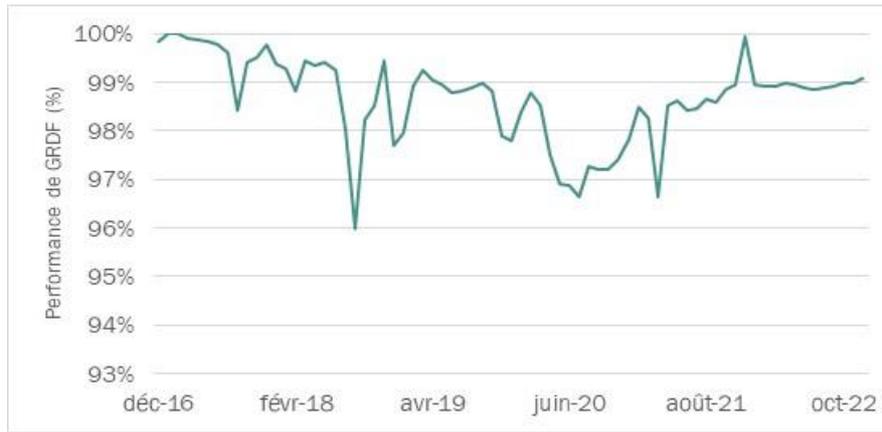


Figure 8. Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs communicants

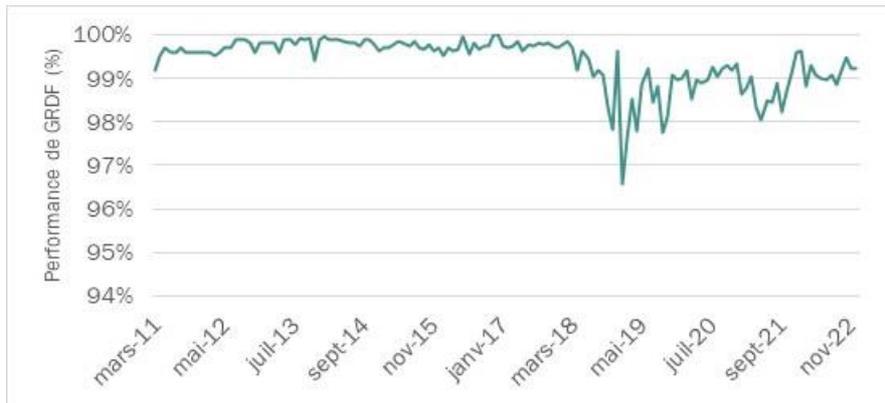


Figure 9. Taux de traitement des rejets du mois M en M+1

Ces performances se traduisent dans les montants des bonus/malus attribués à GRDF depuis le début de la période ATRD6 en 2020. Ainsi, en matière d'incitation financière, sur l'ensemble des indicateurs, GRDF a perçu un malus de - 714 k€ sur la période 2020-2022. Ce montant se décompose en (i) une pénalité de - 3,4 M€ sur la qualité de service liée à l'activité d'acheminement de GRDF (hors Gazpar) et d'un bonus de + 2,7 M€ sur la performance Gazpar.

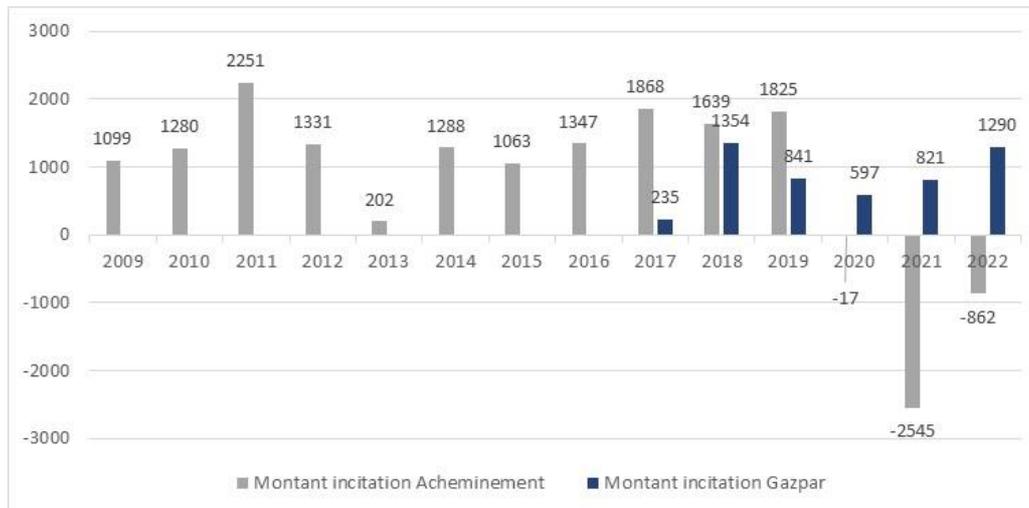


Figure 10. Niveau des incitations financières depuis 2010²²

Le bilan des indicateurs incités financièrement est détaillé dans l'annexe 5.

²² Incitations hors indemnités versées directement aux utilisateurs du réseau en cas de rendez-vous planifiés non respectés par GRDF.



Indicateurs liés à l’injection de biométhane

La CRE a introduit dans le tarif ATRD6 de GRDF et des ELD le suivi des indicateurs suivants (non incités financièrement) relatifs à l’injection de biométhane dans les réseaux :

- délai de remise des études détaillées pour les porteurs de projet biométhane ;
- nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations de biométhane.

Ces indicateurs ont été mis en œuvre à partir du 1^{er} janvier 2021.

Concernant le nombre de réclamations consécutives au raccordement d’une installation de biométhane, il est assez stable sur la période 2021-2022, excepté en octobre 2021 où les 5 cas recensés correspondent à un rattrapage de cas identifiés au cours des mois précédents.

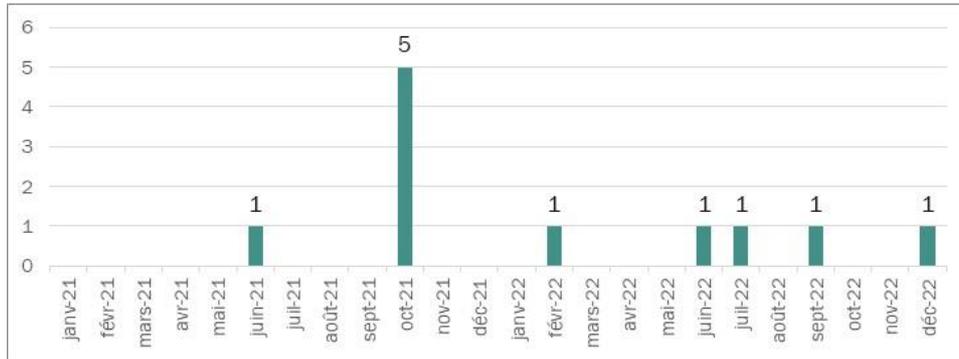


Figure 11. Nombre de réclamations consécutives au raccordement d’une installation de biométhane

Concernant l’indicateur « Délai de réponse aux études détaillées », les résultats 2021-2022 mettent en évidence un délai moyen supérieur d’environ 40 jours au délai prévu dans le catalogue de prestations annexes de GRDF, établi à 4 mois.



Figure 12. Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane (en jours)

3.4.3 Adaptation du dispositif de régulation incitative de la qualité de service

3.4.3.1 Enjeux identifiés sur la période ATRD7

En 15 ans d’application, le cadre de régulation incitative de la qualité de service de GRDF a démontré son efficacité et a atteint un haut niveau d’exigence sur les dernières périodes tarifaires. Par ailleurs, malgré la légère dégradation observée durant la période ATRD6, les derniers résultats de GRDF ne semblent pas montrer de défaut sur les niveaux des objectifs associés à chaque indicateur.

En outre, la décroissance de la consommation de gaz et du nombre de clients ne doit pas s’accompagner d’une dégradation de la qualité de service. A cet égard, s’agissant des indicateurs relatifs à l’activité d’acheminement de GRDF (i.e. hors comptage évolué), la CRE a identifié trois priorités :

- le respect des délais de réalisation des prestations de mise en et hors service : il s'agit d'actes essentiels du gestionnaire de réseau, dont il est le seul à avoir la maîtrise, et qui ont un impact direct sur le consommateur final. GRDF doit mettre en œuvre les actions nécessaires pour enrayer la dégradation observée ;
- la relation avec le fournisseur, à travers la transmission des données nécessaires au bon fonctionnement du marché (index de consommation issus ou non des compteurs évolués et autres flux) ;
- le traitement des réclamations, qui fait actuellement l'objet d'insatisfaction de la part des acteurs, et qui n'atteint pas les objectifs fixés.

Par ailleurs, le déploiement massif du compteur Gazpar sur le territoire de GRDF a pris fin en 2023. Avec la pose de plus de 11 millions de compteurs évolués, ce compteur permettra notamment d'améliorer la fiabilité de la facturation des consommateurs grâce à la relève à distance des index de consommation (télérelève). A ce titre, la performance de la chaîne communicante du système de comptage associant, d'une part, les compteurs aux infrastructures informatiques de GRDF et, d'autre part, les infrastructures SI de GRDF aux acteurs du marché (consommateurs, fournisseurs, tiers), doit poursuivre son amélioration.

Enfin, l'enjeu majeur de la croissance des gaz renouvelables dans les réseaux conduit la CRE à envisager le renforcement du cadre de régulation de la qualité de service sur cette thématique.

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

3.4.3.2 Orientations envisagées pour la période ATRD7

Dans son atelier du 13 septembre 2023 relatif à la qualité de service de GRDF, la CRE a proposé de reconduire le mécanisme de régulation incitative de suivi de la qualité de service de GRDF, en le faisant évoluer sur la base :

- des enjeux et priorités identifiés ;
- de la performance observée sur la période passée.

Elle a ainsi proposé de revoir les objectifs ou le niveau d'incitation sur 4 thématiques : « Devis et interventions », « Relation consommateurs – fournisseurs », « Relève et facturation » et « Performance du système de comptage Gazpar ».

Par ailleurs, lors de l'atelier du 13 septembre 2023, la CRE a interrogé les acteurs sur la pertinence de conserver l'incitation sur des indicateurs dont le périmètre se restreint aux consommateurs résidentiels non encore équipés de compteur évolué (consommateurs disposant d'une relève semestrielle – dit « 6M »).

Enfin, dans son atelier du 20 mai 2023 dédié à la prise en compte de la montée en puissance du biométhane, la CRE a proposé de renforcer le cadre spécifique à l'injection de biométhane sur les délais de réalisation des études détaillées ainsi que sur les raccordements des installations.

Durant ce processus de concertation, les orientations proposées par la CRE ont reçu globalement un accueil favorable des acteurs.

La CRE envisage donc de mettre en place pour la période ATRD7 les évolutions proposées dans son atelier tarifaire. Les évolutions envisagées concerneraient :

- les « devis et interventions » et la « relève et facturation » avec le renforcement de la régulation incitative portée par le doublement des incitations (bonus et pénalités) sur les deux indicateurs suivants, afin de mettre fin à la dégradation de la performance observée sur la période ATRD6 :
 - o le respect des délais d'intervention lors de la réalisation des prestations relatives à la mise en/hors service des point de comptage et d'estimation (PCE) ;
 - o le traitement en M+1 des rejets de flux (pour des raisons fonctionnelles ou techniques à la suite d'un contrôle automatique dans le système d'information de GRDF) du mois M transmis aux fournisseurs ;
- la relation avec les fournisseurs et consommateurs avec :
 - o s'agissant du traitement des réclamations, l'incitation du délai de traitement des réclamations sur un unique délai de 15 jours calendaires pour l'ensemble des réclamations reçues par le GRD ainsi que l'incitation de l'indicateur relatif au « taux de réclamations multiples » (voir détail ci-après) ;
 - o la modification des modalités de calcul et d'incitation des deux indicateurs relatifs à l'amplitude des comptes d'écart distribution CED (voir détail ci-après) ;

- la mise en place d'une incitation asymétrique sur l'indicateur relatif à la disponibilité du portail fournisseur avec la suppression du bonus. Cette modification s'explique par une performance durablement au-dessus de l'objectif de référence fixé par la CRE ;
- la performance du système de comptage Gazpar avec :
 - la hausse de l'objectif de l'indicateur relatif à la mesure des index cycliques sur le périmètre des compteurs communicants ;
 - le renforcement de l'incitation (doublement des bonus et pénalités) sur le « taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus » sur le périmètre des compteurs communicants ;
 - s'agissant de l'accès aux données de consommation, la substitution de l'indicateur incité financièrement « Taux de mise à disposition des données aux clients finals » par l'indicateur relatif à la transmission des données journalières de consommation » (voir détail ci-après) ;
- l'injection du biométhane sur le réseau public de distribution avec :
 - l'introduction du suivi, sans incitation financière, de trois indicateurs relatifs :
 - aux délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas carbone ;
 - aux délais d'installation et de mise en exploitation des renforcements associés au développement des gaz renouvelables et bas-carbone ;
 - aux volumes de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés ;
 - l'incitation des indicateurs relatifs au délai de réponse aux études détaillées ainsi qu'au volume de réclamations à la suite du raccordement d'une installation d'injection (voir détail ci-après).

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) ?

La liste complète des indicateurs ainsi que les propositions de la CRE sont détaillées dans l’annexe 5.

Traitement des réclamations

Actuellement, GRDF est incité à traiter les réclamations reçues, dans un délai de :

- 15 jours calendaires lorsque la réclamation est déposée par le fournisseur sur son portail ;
- 30 jours calendaires lorsque la réclamation est transmise directement par le consommateur.

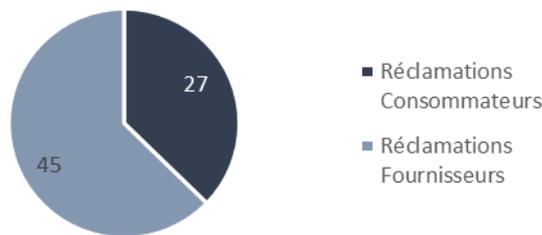


Figure 13. Répartition des canaux de réclamations selon leur provenance (2022 – en milliers de réclamations)

La CRE constate d’abord que GRDF est le seul gestionnaire de réseau national dont l’incitation sur le délai de traitement des réclamations est différenciée selon sa provenance. En outre, l’incitation de GRDF est relativement faible : GRDF est actuellement exposé à une pénalité maximale de 640 k€ par an, contre 10 M€ pour Enedis.

Par ailleurs, dans le cadre du groupe de travail gaz (GTG), certains acteurs ont alerté la CRE sur l’augmentation des « rebonds » à la suite du traitement des réclamations. L’indicateur « Taux de réclamations multiples », qui mesure le nombre de réclamations provenant d’un même consommateur et de même nature (rebond) par rapport au volume total de réclamations, est suivi (non incité) depuis le tarif ATRD5. Cet indicateur mesure en particulier la qualité des premières réponses apportées par GRDF lors du traitement des réclamations.

Pour cet indicateur, on observe effectivement une hausse sensible des rebonds sur la période ATRD6.

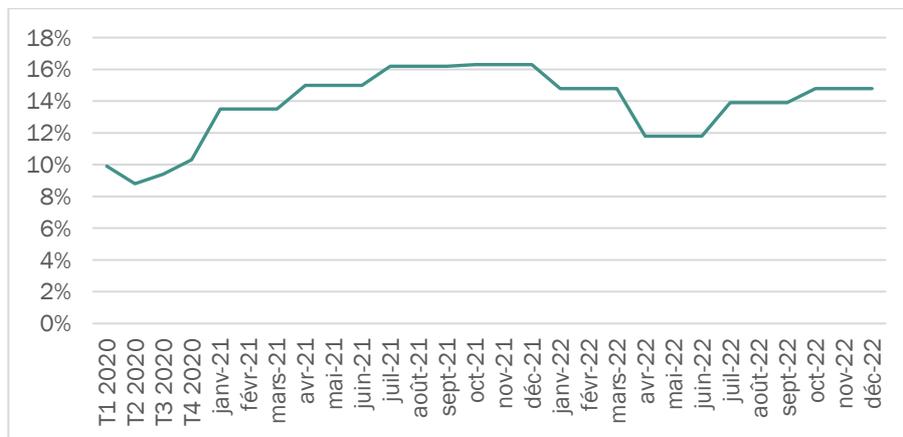


Figure 14. Répartition des canaux de réclamations selon leur provenance (2020-2022 – en milliers de réclamations)

Ainsi, pour la période ATRD7, la CRE envisage :

- d'inciter GRDF sur le traitement des réclamations dans un unique délai de 15 jours calendaires pour l'ensemble des réclamations ;
- pour cet indicateur, de renforcer le niveau de l'incitation en cohérence avec celui d'Enedis ;
- d'inciter financièrement l'indicateur « taux de réclamations multiples ».

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

Amplitude des comptes d'écart distribution

Le compte écart distribution permet de comptabiliser les écarts entre les quantités livrées aux clients et les quantités allouées par GRDF.

Au moment des relevés de consommation, on constate que les quantités livrées aux clients diffèrent des quantités allouées : les écarts sont liés notamment aux erreurs de comptage et de profilage. Il faut alors régulariser la situation auprès des fournisseurs (remboursement des quantités de gaz acheminées en excès ou facturation des quantités manquantes) : c'est le rôle du compte d'écart distribution. Il existe un CED par fournisseur et par fréquence de relève.

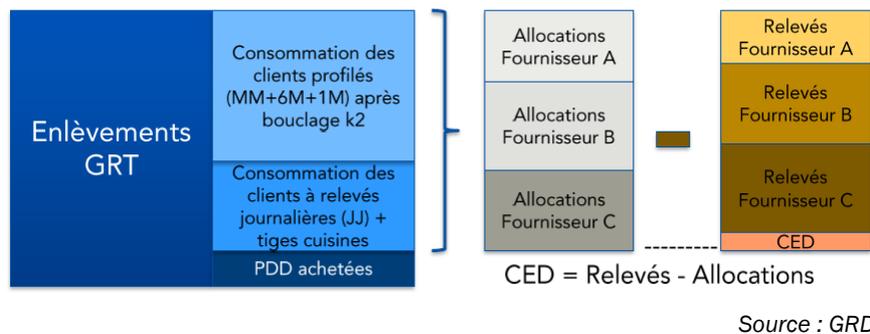


Figure 15. Décomposition des comptes d'écart distribution

GRDF est incité sur le CED via deux indicateurs complémentaires :

- l'amplitude des CED, tous fournisseurs (maille GRDF) : cet indicateur mesure la capacité de GRDF à prévoir au plus proche les allocations d'énergie globales ;
- l'amplitude par fournisseur et par type de client (fréquence de relève – maille fournisseur) : permet de compléter l'indicateur d'amplitude des CED en tenant compte de l'impact sur les fournisseurs (flux financiers de régularisation).

Le bilan de ces indicateurs sur la période ATRD6 est présenté dans le tableau suivant :

	Référence		2017	2018	2019	2020	2021	2022
Volume des CED	Pas incité en période ATRD6	GWh	379	725	846	246	114	1 196
Amplitude des CED	2018 : 4,4 TWh 2019 : 4TWh 2021 : 3,2 TWh 2022 : 2,8 TWh	TWh	2,4	1,8	1,3	Non incité	2,3	2,1
		k€	+ 1 209	+ 1 302	+ 1 368		+222	+177
Amplitude des CED par fréquence de relève et par fournisseurs	ATR5 : 6,0 TWh ATR6 : 4,5 TWh	TWh	4,4	3,4	3,5	Non incité	5,6	5,6
		k€	+ 820	+ 1 296	+ 1 247		-541	-565

La demande de GRDF pour la période ATRD7 porte sur l'indicateur « Amplitude des CED par fréquence de relève et par fournisseur » : GRDF souhaite fusionner l'ensemble des fréquences de relève. Cette demande est motivée par



une dégradation de l'indicateur que GRDF met sur le compte de la baisse du nombre de clients 6M²³, qui passent en relève 1M lorsqu'ils sont équipés d'un compteur Gazpar. Cela entraîne une diminution du foisonnement des erreurs d'allocation d'un mois sur l'autre pour les clients 6M (puisque les consommateurs 1M sont mesurés mensuellement, donc leurs écarts à la hausse et à la baisse sont détectés chaque mois, alors que les consommateurs 6M sont mesurés semestriellement et ont donc un foisonnement potentiel entre leurs écarts positifs et négatifs sur cette période). Cette dégradation de CED observée en 2021 et en 2022 entraîne des conséquences sur les fournisseurs. En effet, les CED génèrent des flux financiers à posteriori pour les fournisseurs proportionnels à l'amplitude des CED.

Bien que la bascule des clients d'une fréquence de relève 6M vers une fréquence 1M puisse réduire le foisonnement des erreurs d'allocation, la CRE considère qu'une fusion de l'ensemble des fréquences de relève n'apporterait pas d'amélioration significative dans la performance de GRDF, et qu'elle ferait perdre en visibilité sur la performance individuelle des différents segments de clients. En revanche, il est logique d'adapter le niveau cible de l'indicateur pour tenir compte de la moindre proportion des clients en relève 6M dans le parc de GRDF.

Par ailleurs, la CRE envisage à ce stade de faire évoluer l'indicateur « Amplitudes des CED » en incitant GRDF sur le volume annuel des CED plutôt que sur la somme des amplitudes mensuelles tel que c'est le cas aujourd'hui. En effet, la mesure des amplitudes reflète l'importance des flux financiers entre GRDF et le fournisseur, alors que cet impact est déjà mesuré par l'indicateur « Amplitudes des CED par fréquence de relève et fournisseur ». Au périmètre de GRDF, la CRE considère qu'il serait préférable d'inciter GRDF à la réduction du volume de CED, notamment par l'amélioration de ses prévisions sur les allocations au global et par la prise en compte des évolutions de consommation dans ses achats de perte. La CRE adaptera le niveau cible de l'indicateur en prenant en compte les effets structurellement générateurs de CED et indépendants de GRDF, notamment le sous comptage à l'interface transport-distribution.

Les modalités de calcul des indicateurs et leurs objectifs associés sont présentés en annexe 1. Ils tiennent notamment compte des performances historiques présentées dans le tableau ci-dessus.

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

Performance du système de comptage Gazpar - Accès aux données journalières de consommation

Lors de l'actualisation de la régulation incitative de la qualité de service du projet Gazpar²⁴ et afin d'anticiper les enjeux en matière de qualité des données quotidiennes de consommation une fois le parc complet en exploitation, la CRE a introduit le suivi de l'indicateur « Taux de publication des données journalières de consommation ». Cet indicateur non incité mesure, pour chaque jour de la semaine, la capacité de GRDF à publier l'ensemble des données de consommation journalière aux acteurs (fournisseurs et tiers autorisés) et *in fine* à les transmettre aux consommateurs finals.

Sur la période ATRD6, si l'utilisation des données horaires de consommation (via le recours à la prestation annexe « Passage au pas horaire », qui permet au fournisseur d'activer le télérelevé au pas horaire d'un point de livraison donné) reste faible, on observe une appétence croissante pour les données journalières (la prestation compte actuellement 1,8 million d'abonnés, soit 17 % des utilisateurs résidentiels). La CRE considère à ce titre que leur publication peut faire l'objet d'une incitation.

²³ Les clients « 6M » (relève semestrielle) étaient équipés de compteurs historiques : lorsqu'ils sont équipés d'un compteur Gazpar, ils basculent en relève 1M (relève mensuelle)

²⁴ Délibération n° 2021-246 de la Commission de régulation de l'énergie du 28 juillet 2021 portant décision sur l'actualisation de la régulation incitative de la qualité de service du projet Gazpar de GRDF et modifiant la délibération n° 2020-010 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution.

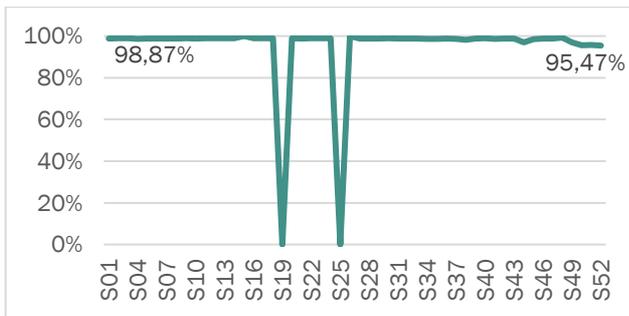


Figure 16. Taux de publication des données journalières de consommation en 2022

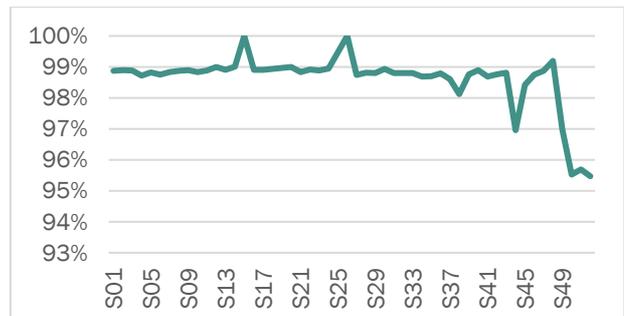


Figure 17. Taux de publication des données journalières de consommation en 2022 (corrigé incidents SI)

Par ailleurs, l'indicateur actuellement incité sur la mise à disposition des données ne capte pas réellement la capacité de GRDF à bien transmettre les données aux acteurs : cet indicateur mesure uniquement la présence de la donnée sur le portail GRDF. Du point de vue du consommateur, si l'accès du portail GRDF est défaillant (mesuré à travers l'indicateur sur le taux de disponibilité du portail client) la présence de la donnée dans son espace importe peu. Par ailleurs, cet indicateur ne mesure pas la publication de ces données aux fournisseurs et tiers.

Pour la période ATRD7, la CRE envisage de substituer l'indicateur actuellement incité financièrement « Taux de mise à disposition des données aux clients finals » par l'indicateur « Taux de publication des données journalières de consommation » en conservant le même niveau d'incitation.

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

Injection du gaz renouvelable et bas-carbone dans les réseaux publics de distribution de gaz

Dans le tarif ATRD6, la CRE a introduit ou reconduit le suivi sans incitation financière de plusieurs indicateurs qui concernent directement le biométhane et qu'elle propose de faire évoluer.

Indicateur « Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet de biométhane » :

Les résultats de GRDF en 2021 et 2022 mettent en évidence un délai moyen supérieur d'environ 40 jours au délai prévu dans le catalogue de prestations annexes de GRDF, établi à 4 mois, et une variabilité des délais plus élevée en 2022 qu'en 2021.

Du fait du caractère obligatoire de cette prestation pour les producteurs, et des projections de nombre de sites de production de gaz renouvelables et bas carbone en hausse, la CRE envisage d'inciter financièrement cet indicateur à partir du tarif ATRD7.

Indicateur « Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane » :

La CRE constate que le nombre de réclamations est assez stable sur la période 2021-2022, excepté en octobre 2021 où le nombre élevé de réclamations correspond à un rattrapage de cas identifiés sur les mois précédents.

La CRE envisage d'une part, de modifier son intitulé pour l'étendre aux gaz renouvelables et bas carbone, et d'autre part de l'inciter financièrement à partir du tarif ATRD7, compte tenu de la hausse du nombre de producteurs, qui mobilisent une part croissante des ressources de GRDF.

La CRE envisage également, pour la période ATRD7, d'introduire de nouveaux indicateurs de qualité de service afin de suivre plus précisément la performance de GRDF sur l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone sur son réseau.

Indicateurs « Respect des délais de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone » et « Respect des délais de mise en service des renforcements associés au développement des gaz renouvelables et bas-carbone » :

S'il existe un indicateur sur les délais de raccordements de consommateurs de gaz dans les tarifs de distribution de GRDF et des ELD gazières, les délais de raccordement des producteurs ne sont pas suivis. Compte tenu du développement de la filière des gaz renouvelables et bas carbone, et de la hausse continue du nombre de raccordements, la CRE envisage ainsi de suivre le respect par GRDF des délais de ces raccordements dans un nouvel indicateur à part entière.



Par ailleurs, le développement de la filière va aussi nécessiter un nombre croissant de maillages du réseau afin de garantir un exutoire à ces nouvelles capacités de production. La CRE considère donc important de suivre le respect des délais de mise en service de ces ouvrages de renforcement par GRDF, dans le contexte du droit à l'injection et de sa compétence d'approbation des investissements de renforcement des gestionnaires de réseaux de distribution, et envisage d'introduire un indicateur à part entière à cet effet.

Indicateur « Volume d'écrêtement de la production de gaz verts » :

Dans le tarif ATRD6, les volumes de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés du fait de l'insuffisance de la consommation locale ont augmenté, du fait d'une consommation de gaz tendanciellement en baisse. La CRE envisage donc d'introduire un indicateur de suivi afin de mesurer l'évolution du nombre de zones et de producteurs concernés par l'écrêtement de leur production. L'objectif de cet indicateur est plus particulièrement d'analyser les circonstances d'écrêtements locaux (modulation saisonnière ou intra-mensuelle, évolution temporelle et géographique du phénomène...), dans l'attente de la réalisation des investissements de renforcement du réseau validés par la CRE.

Au-delà de la qualité de service, la question des écrêtements nécessite par ailleurs une attention particulière, et la CRE souhaite donner les moyens aux opérateurs d'explorer les flexibilités possibles pour les limiter. A ce stade, la CRE envisage ainsi d'adapter le cadre de régulation pour prendre en compte le développement de solutions de flexibilités par GRDF lorsqu'elles sont rentables pour la collectivité. Ces propositions ont rencontré un accueil favorable de la part des participants à l'atelier relatif à la montée en puissance des gaz renouvelables et bas carbone et font l'objet d'une partie dédiée au 3.4.3. de la présente consultation publique.

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) ?

3.5 Régulation incitative de la R&D et de l'innovation

3.5.1 Régulation incitative de la R&D

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&D) et d'innovation.

Dans cette perspective, la régulation incitative de la R&D et de l'innovation (R&D&I) s'appuie actuellement, pour l'ensemble des opérateurs d'infrastructures de gaz, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D&I incitée de manière asymétrique : en fin de période tarifaire, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs ;
- l'élaboration d'un rapport annuel détaillé à destination de la CRE faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D&I, complété par un rapport public biannuel.

Au cours de la période tarifaire ATRD6, la trajectoire de coûts maximale de GRDF s'élevait ainsi à 64,0 M€ (en euros recalés de l'inflation réelle) et le montant dépensé au cours de la période à 68,7 M€ (comprenant les dépenses estimées en 2023).

La CRE envisage de maintenir les modalités d'incitation actuelles. La CRE considère en effet à ce stade que ces modalités permettent de ne pas inciter les opérateurs à arbitrer entre des économies sur leurs dépenses de R&D&I et la préparation de l'avenir. En revanche, la CRE s'interroge sur l'opportunité de maintenir le guichet à mi-parcours, qui n'a pas été activé par GRDF.

Enfin, le dispositif de guichet « smart grids » pour les opérateurs de gaz, mis en place pour la période tarifaire ATRD6, n'a pas été utilisé. La CRE envisage de ne pas le reconduire pour la période tarifaire ATRD7.

3.5.2 Régulation incitative de l'innovation : favoriser l'innovation à l'externe

Lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques, la CRE a formulé un certain nombre de demandes aux gestionnaires d'infrastructures de gaz pour faciliter les usages innovants sur leurs réseaux. Or, les délais de mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de certaines des nouvelles actions requises par les textes ou demandées par la CRE ne sont pas toujours satisfaisants et parfois incompatibles avec le besoin d'innovation du secteur. La CRE considère que la mise en œuvre de ces actions dans les délais impartis est essentielle, dans un contexte marqué par des transformations rapides du système gazier.

Ainsi, la CRE envisage de prévoir dans le tarif ATRD7 la possibilité d'introduire, dans le cadre de régulation de GRDF, le dispositif de régulation incitative sur les délais de mise en œuvre des actions prioritaires qu'elle a mis en place

dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT, du TURPE 6 HTB et du tarif ATRD6 des ELD de gaz²⁵. Ce dispositif incite les gestionnaires de réseaux à respecter les délais de mise en œuvre d'un nombre limité d'actions identifiées par la CRE comme « prioritaires ». Il associe un délai d'exécution à chacune de ces actions et le versement de pénalités en cas de non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis.

Afin que GRDF dispose de la réactivité nécessaire à l'innovation, cette liste d'actions prioritaires ne serait pas figée en début de période tarifaire et pourrait être alimentée pendant toute la période du tarif ATRD7 de GRDF en cohérence avec des évolutions législatives et réglementaires, les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché.

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 ?

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 ?

3.6 Adaptation du cadre de régulation tarifaire pour limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs du réseau

Cette partie de la consultation publique traite des modalités tarifaires susceptibles de répondre aux besoins d'adaptation des infrastructures dans un contexte de transition énergétique et de disparition de la consommation de gaz fossile à l'horizon 2050. Le rapport « Avenir des infrastructures gazières » conclut que l'essentiel des infrastructures gazières existantes sera encore en activité d'ici à 2050.

De ce fait, la consommation de gaz décroîtra alors que les opérateurs de réseaux et de stockage continueront de supporter des charges significatives, voire de nouveaux besoins d'investissements liés à la transition énergétique, notamment pour l'insertion des gaz verts. Le rapport entre le revenu autorisé demandé par GRDF et ses prévisions de consommation durant la prochaine période tarifaire illustre d'ores et déjà cette tendance. Cette décorrélation entre évolutions de la consommation et des charges ferait courir un risque de hausse tarifaire non soutenable pour les consommateurs en l'absence d'évolution du cadre de régulation.

3.6.1 Les perspectives de baisse de la consommation font peser un risque de hausse du coût unitaire d'acheminement

Dans son étude sur l'Avenir des infrastructures gazières, la CRE a retenu trois scénarios de consommation de gaz à l'horizon 2050, qui supposent tous de s'écarter du scénario tendanciel de l'Ademe (scénario tendanciel avec une production de biométhane atteignant 86 TWh et une consommation nationale de 447 TWh en 2050). Ces trois scénarios s'appuient sur l'hypothèse d'un équilibre entre consommation et production annuelle de gaz verts en 2050, soit l'arrêt de la consommation de gaz fossile et l'atteinte de la souveraineté énergétique :

- le scénario S1 de l'Ademe (165 TWh de consommation à 2050), caractérisé par une très forte baisse de l'usage gaz dans le bâtiment, et la persistance d'un talon de consommation résiduel dans le logement collectif avec chaudière individuelle ;
- le scénario S3 de l'Ademe (245 TWh de consommation à 2050), caractérisé par une baisse moins prononcée de l'usage gaz dans le bâtiment, un fort développement de la pompe à chaleur (PAC) hybride et une mobilité gaz modérément développée ;
- le scénario des gestionnaires de réseaux (SGR) (320 TWh de consommation à 2050), caractérisé par une baisse moins prononcée de l'usage chauffage, et un fort développement de la PAC hybride et de la mobilité gaz.

L'étude montre que malgré les fortes différences de baisse de la consommation entre les scénarios, le dimensionnement des infrastructures gazières françaises ne devrait pas évoluer de manière significative d'ici 2050 :

- les réseaux de transport de gaz comme de distribution resteront en grande partie nécessaires. Des actifs seront néanmoins libérables, dans des proportions qui resteront limitées ;

²⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2022 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution

- une part significative des capacités de stockage sera encore nécessaire pour répondre au besoin de modulation saisonnière de la consommation.

Les réseaux pourraient par ailleurs continuer à se développer pour accompagner le développement des gaz verts, de la mobilité GNV et devront s'adapter à l'apparition d'un usage secours. Ainsi, les charges des opérateurs gaziers ne devraient pas diminuer dans les mêmes proportions ni à la même vitesse que la consommation de gaz à l'horizon 2050, entraînant ainsi une hausse du coût unitaire d'acheminement (effet « ciseau »).

3.6.2 Des leviers tarifaires existent pour encadrer ce risque

Le premier levier identifié pour limiter l'effet « ciseau » est de faire évoluer la répartition des charges de capital dans le temps, avec l'objectif de les augmenter à plus court terme afin de les réduire à plus long terme, en cohérence avec l'évolution anticipée de la consommation de gaz. Cela permettrait de ne pas faire porter au consommateur de demain les charges d'aujourd'hui.

Trois pistes, cumulables et non exclusives, sont présentées dans les paragraphes suivants :

1. mettre fin à l'indexation sur l'inflation de la BAR, en passant à une rémunération de la BAR à un CMPC nominal et non plus réel ;
2. adapter le rythme des amortissements (passage à des amortissements dégressifs, plus élevés au début et amoindris ensuite), pour que les charges d'amortissement soient plus cohérentes avec la décroissance de la consommation de gaz ;
3. réduire la durée d'amortissement de certains actifs, dans les cas où cela est pertinent avec leur durée d'utilisation réelle attendue.

Par ailleurs, ces mesures pourraient ne pas suffire à contenir l'effet de ciseau tarifaire : les perspectives de baisse de la consommation appellent donc à maîtriser les dépenses d'investissements des gestionnaires de réseaux, afin de ne faire supporter à une base de consommation en réduction que des coûts d'investissements optimisés.

3.6.3 Le risque de hausse du coût unitaire d'acheminement et les leviers pour encadrer ce risque ont fait l'objet d'un atelier thématique de concertation

Un atelier consacré à l'accompagnement de la décroissance de la consommation de gaz par un cadre de régulation adapté a eu lieu le 20 juin 2023. Cet atelier a regroupé 86 participants.

Durant l'atelier, les services de la CRE ont présenté les enjeux de la prochaine génération tarifaire en lien avec la décroissance de la consommation de gaz. Les opérateurs d'infrastructures gazières ont également présenté leurs trajectoires de consommation pour la prochaine période tarifaire. Les services de la CRE ont ensuite détaillé les pistes de réflexion de la CRE en ce qui concerne la répartition dans le temps des charges de capital et la gestion optimisée des actifs des opérateurs.

Globalement, les propositions de la CRE n'ont pas rencontré d'opposition de principe même si certains participants se sont interrogés sur leurs conséquences en termes d'évolution du niveau tarifaire.

Plusieurs acteurs ont indiqué partager le constat de la CRE concernant le risque de hausse du coût unitaire d'acheminement. Certains acteurs ont fait part de leurs interrogations concernant la coordination avec les décisions prises par les collectivités territoriales, l'accompagnement des clients en cas de conversion à une autre source d'énergie et l'impact social d'une hausse du coût de l'énergie.

Concernant la répartition dans le temps des charges de capital (désindexation de la BAR, amortissements dégressifs), les acteurs ont surtout interrogé les services de la CRE sur l'impact de ces mesures sur les tarifs des infrastructures, et sur certains aspects pratiques de ces changements de cadre (application à l'ensemble des actifs, gestion comptable, ...).

Enfin, deux fournisseurs se sont interrogés sur la concomitance de la hausse des coûts liés au développement du biométhane et de la baisse de la consommation de gaz, avec le risque d'une aggravation du ciseau tarifaire et d'une moindre acceptabilité du biométhane pouvant entraver son développement.

3.6.4 Evolution vers une rémunération nominale

Les tarifs des infrastructures de gaz en vigueur prévoient que la valeur comptable des actifs est réévaluée chaque année de l'inflation. A cette base d'actifs réévaluée est associée une rémunération fixée en termes réels – c'est-à-dire retraitée de l'inflation, dans la mesure où celle-ci est déjà prise en compte dans la valeur de la BAR.

A contrario, le tarif des infrastructures de transport d'électricité (TURPE HTB) prévoit que la valeur de la base d'actifs est la valeur nette comptable de ces actifs. La rémunération associée est définie et fixée en termes nominaux – c'est-à-dire avec un taux sans risque intégrant l'inflation.

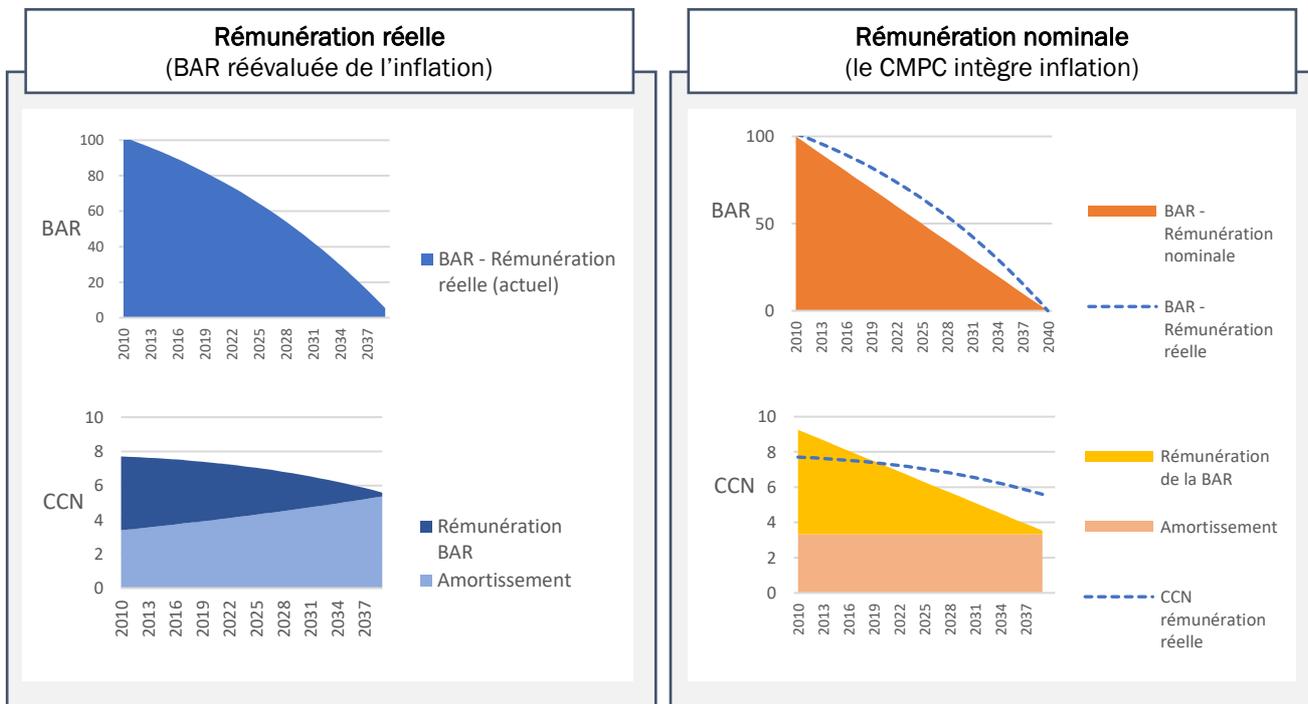


Figure 18. Cas théorique d'un actif mis en service en 2010 et amorti sur 30 ans

Dans le cas d'une rémunération réelle, l'indexation de la BAR à l'inflation fait porter le coût de l'inflation actuelle aux futurs utilisateurs des infrastructures puisque la chronique d'amortissement augmente progressivement en subissant l'inflation. Ce cadre participe à la hausse progressive du coût unitaire d'acheminement exprimée en euros courants.

Dans le cas d'une rémunération nominale, l'effet de l'inflation est intégré dans le CMPC. Son impact est immédiat sur le consommateur. Cette méthode conduit à un amortissement pour un actif donné constant dans le temps en euros courants, et donc décroissant en euros constants. Le CMPC est plus élevé et la part des CCN liée à la rémunération est ainsi plus importante à court terme, mais le coût unitaire d'acheminement décroît en euros constants.

Les deux méthodes de rémunération sont équivalentes à long terme.

Effet d'un changement de méthode

Avec un passage à une rémunération nominale de la BAR, l'inflation serait intégrée dans le CMPC et la valeur de la base d'actifs ne serait plus réévaluée de l'inflation chaque année.

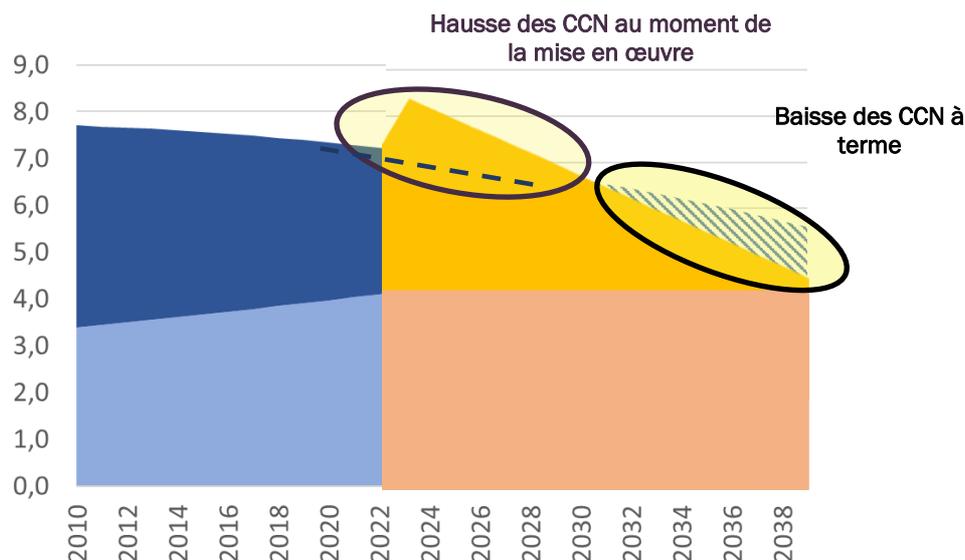


Figure 19. Cas théorique du passage à une rémunération nominale à partir de 2024

Analyse préliminaire de la CRE

Cette méthode de rémunération de la BAR suppose un CMPC plus élevé que dans le cas d'une BAR indexée sur l'inflation. Elle entraîne une hausse temporaire des CCN au moment de sa mise en œuvre, mais ces dernières décroissent ensuite avec la réduction plus rapide du niveau de la BAR.

Une telle évolution permettrait de mieux maîtriser l'évolution du coût unitaire d'acheminement du gaz dans le temps : la CRE estime à ce stade qu'il s'agit d'une solution pertinente pour répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement à terme. Par ailleurs, cette évolution permet d'éviter de faire porter aux futurs utilisateurs l'inflation présente.

La CRE note cependant que cela impliquerait une hausse des CCN significative lors du changement de méthode. Sa mise en œuvre peut éventuellement être progressive.

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.) ?

3.6.5 Evolutions des méthodes d'amortissement des actifs

La durée d'amortissement réglementaire d'un actif doit être cohérente avec sa durée d'utilisation attendue, afin de s'assurer que son coût est supporté par les utilisateurs en bénéficiant, durant toute sa durée de vie.

Pour une durée d'amortissement donnée, il existe plusieurs manières de fixer le rythme d'amortissement tarifaire d'un actif, dont les deux principales sont les suivantes :

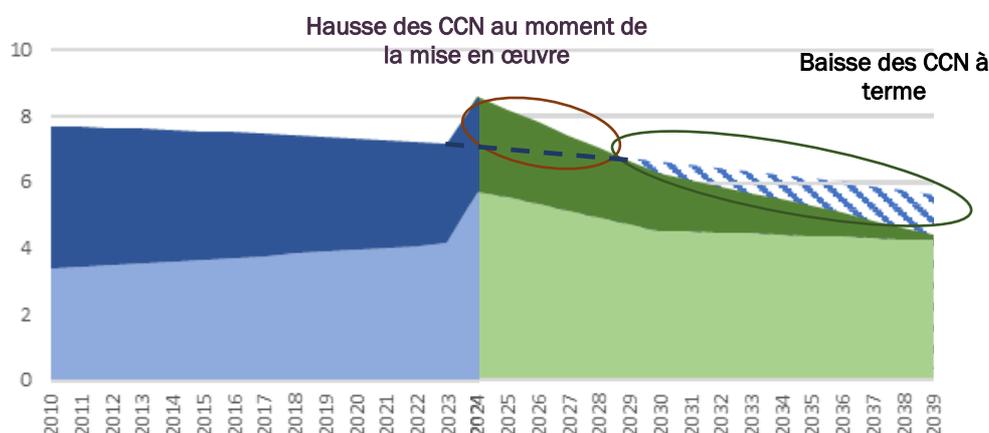
- amortissement linéaire : les annuités d'amortissement sont équivalentes durant toute la durée de vie de l'immobilisation ;
- amortissement dégressif : les annuités d'amortissements sont plus importantes au début de la durée de vie de l'actif, puis diminuent progressivement.

Le cadre tarifaire actuel prévoit un amortissement linéaire des actifs des opérateurs gaziers. Cette méthode est pertinente quand on prévoit une utilisation *a priori* stable dans le temps. A l'inverse un amortissement dégressif est utile pour adapter les charges d'amortissement à une utilisation qui diminue dans le temps. Un amortissement linéaire participe à la hausse progressive du coût unitaire d'acheminement en cas de baisse durable de la consommation : cette méthode d'amortissement pourrait être questionnée dans le contexte actuel de consommation décroissante de gaz.

3.6.6 Amortissement dégressif

Effet d'un changement de méthode

Il s'agit de modifier la chronique des amortissements (tout en conservant une durée d'amortissement identique) pour tenir compte des évolutions de l'usage réel des actifs dans une période de décroissance des usages.



L'évolution de la consommation prévisionnelle suit les hypothèses du scénario S1 de l'étude « avenir des infrastructures gazières »

Figure 20. Illustration d'un amortissement dégressif suivant l'évolution de la consommation mis en œuvre en 2024

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE estime à ce stade que le passage d'un amortissement linéaire à un amortissement dégressif est également une réponse pertinente pour répondre au risque de hausse du coût unitaire d'acheminement du gaz. Cela permettrait, exclusivement en complément de la désindexation de la BAR, de rééquilibrer la répartition des charges de capital dans le temps par rapport au niveau d'utilisation attendu des actifs, sans modifier leur durée de vie réglementaire. Ainsi, l'accélération du rythme d'amortissement d'un actif sans modification de sa durée est cohérente avec l'hypothèse d'une utilisation décroissante mais prolongée au-delà de 2050 des infrastructures gazières. Cela est cependant moins adapté aux actifs dont la durée de vie économique pourrait être réduite ou qui pourraient être convertis à un autre usage, tel que l'hydrogène, en particulier pour les nouveaux actifs à durée de vie très longue tels que les canalisations (45 ans).

Enfin, un amortissement dégressif génère des CCN plus élevées au moment de sa mise en œuvre, mais ces dernières décroissent plus vite. Comme la désindexation de la BAR, cela implique une hausse temporaire des CCN, lors du changement de méthode. Une estimation de cette hausse est présentée dans la partie 3.6.4.

La CRE estime que le facteur d'amortissement choisi pourrait être fixé de manière à limiter la hausse des charges lors du changement de méthode et réévalué à chaque période tarifaire, selon les prévisions d'évolution de l'utilisation des infrastructures. Cette révision permettrait également de maintenir un rythme d'amortissement cohérent avec les prévisions actualisées de consommation, et ainsi de refléter au mieux l'usage des infrastructures.

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 ?

3.6.7 Réduction de la durée d'amortissement

Réduire la durée d'amortissement des actifs, dans les cas où cela est cohérent avec leur durée d'utilisation attendue, est une autre manière de faire peser moins de charges d'amortissement sur les futurs utilisateurs des infrastructures. Plusieurs opérateurs ont formulé des demandes en ce sens dans leur dossier tarifaire.

Demandes d'évolution des opérateurs

Contrairement aux gestionnaires de réseaux de transport, qui ont demandé la réduction de la durée d'amortissement de certaines catégories d'actifs, GRDF n'a formulé aucune demande. En effet, GRDF a considéré que les actifs qui se prêtaient à une telle mesure ont déjà fait l'objet d'une évolution de durée d'amortissement dans le tarif

ATRD6, qui a retenu la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeuble.

Effet d'un changement de méthode

Cette méthode permet de limiter fortement le risque de coûts échoués d'un actif donné, car cela permet de s'assurer que la BAR de l'actif sera nulle à la fin de sa durée d'utilisation, en supposant que la nouvelle durée de vie réglementaire corresponde bien à la durée effective d'utilisation de l'actif.

La réduction de la durée d'amortissement d'un actif suppose une hausse des CCN sur le reste de sa durée de vie.

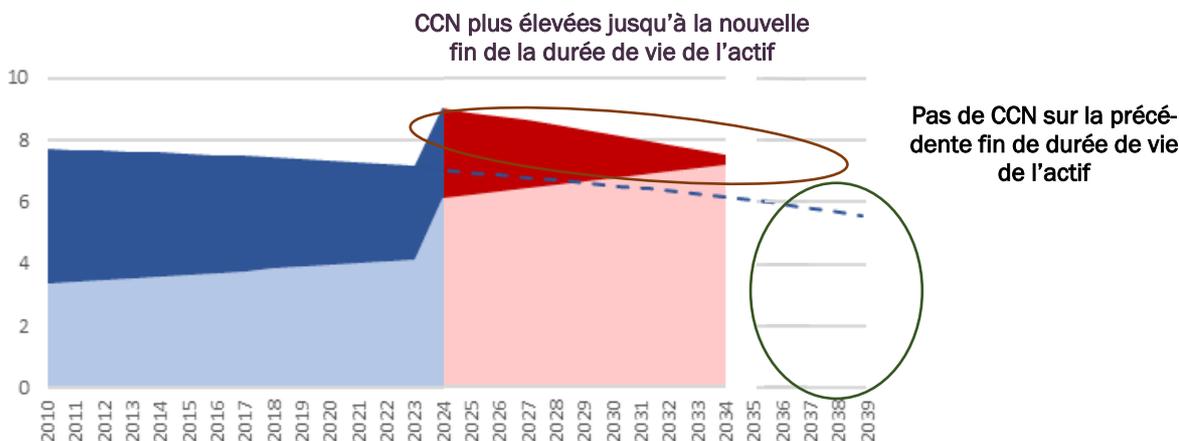


Figure 21. Illustration sur les CCN de la réduction de la durée d'amortissement de 30 à 25 ans, appliquée en 2024

Analyse préliminaire de la CRE

Cette méthode est pertinente dans le cas d'actifs qui risquent effectivement de n'être plus utilisés avant leur fin de durée de vie réglementaire. La CRE a ainsi déjà réduit la durée d'amortissement d'actifs gaziers présentant un risque important de non-utilisation à cette échéance : dans le tarif ATRD6, elle a décidé la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeuble, en réponse à ce même contexte de décroissance de la consommation de gaz. Elle a également retenu des réductions de durée d'amortissement pour les terminaux de Fos Tonkin²⁶ et de Montoir²⁷, pour lesquels il existait un risque de non-souscription à l'échéance de contrats de long terme.

Cependant, comme l'illustre l'étude « avenir des infrastructures gazières », la majeure partie des infrastructures gazières devrait rester en service au-delà de 2050. Une réduction de la durée de vie des actifs dont l'amortissement s'achève avant 2050 induirait donc une décorrélation inopportune entre leur durée de vie réglementaire et leur durée de vie économique. Cette décorrélación ne serait pas favorable à l'efficacité économique du système gazier car elle pourrait limiter l'incitation financière des opérateurs à maintenir les actifs en service, et les inciter au contraire à favoriser leur renouvellement prématuré.

Comme présenté par la CRE dans sa consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga²⁸, cette solution pourrait s'avérer pertinente dans le cas d'actifs présentant un risque de non-utilisation avant la fin de leur durée de vie réglementaire. Il s'agit en particulier des nouvelles canalisations de transport et de distribution de gaz.

Dans le cas du réseau de distribution de GRDF, la CRE considère que des situations pertinentes d'application de cette solution ont déjà fait l'objet des adaptations nécessaires, en particulier concernant les branchements et conduites d'immeubles dans le tarif ATRD6 de GRDF. La CRE n'a à ce stade pas identifié d'autres actifs pertinents auxquels appliquer cette solution.

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 ?

²⁶ voir la Délibération de la CRE du 13 décembre 2011 portant décision relative au projet de pérennisation du terminal de Fos Tonkin au-delà du 1er octobre 2014

²⁷ voir la Délibération de la CRE du 7 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniens régulés

²⁸ Consultation publique n° 2023-07 du 26 juillet 2023 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

3.6.8 Mise en œuvre des évolutions

La CRE a estimé l'impact de la mise en œuvre de la rémunération nominale et des amortissements dégressifs.

- S'agissant du passage à une rémunération nominale, l'estimation tient compte d'une application de cette évolution à l'ensemble de la BAR.
- Les amortissements dégressifs sont mis en œuvre pour l'ensemble des actifs de l'opérateur. La CRE prend l'hypothèse d'un amortissement correspondant à 1,2 fois l'amortissement linéaire. La hausse des amortissements conduit à une baisse de la BAR en cours de période tarifaire. L'impact de cette baisse est valorisé en tenant compte d'un CMPC en milieu de fourchette.

L'impact sur les charges de capital normatives et sur le revenu autorisé de GRDF est détaillé dans le tableau suivant :

En moyenne sur la période tarifaire	GRDF
Rémunération nominale	
Evolution des CCN	+8,5 %
Evolution du Revenu autorisé	+4,4 %
Amortissement dégressif	
Evolution des CCN	+11,6 %
Evolution du Revenu autorisé	+6,1 %

Ces évolutions permettent une réduction progressive de la BAR. L'impact sur la BAR de GRDF en 2027 est détaillé dans le tableau suivant :

	GRDF
Rémunération nominale	
Impact sur le niveau de la BAR en 2027	-6,3 %
Amortissement dégressif	
Impact sur le niveau de la BAR en 2027	-5,1 %

La hausse tarifaire qui résulterait de ces évolutions de la rémunération des actifs pourrait être atténuée :

- la désindexation de la BAR et l'amortissement accéléré pourraient être mis en œuvre progressivement, par exemple en commençant par les nouveaux actifs ou catégories d'actifs par catégories d'actifs ;
- le coefficient de dégressivité des amortissements pourrait être fixé de manière à limiter la hausse des CCN à court terme.

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

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 ?

3.7 Régulation incitative des charges relatives aux pertes et différences diverses (PDD)

Les pertes et différences diverses correspondent à la différence entre les quantités livrées par les gestionnaires du réseau de transport (GRT) en entrée du réseau de distribution, les quantités de biométhane injectées sur le réseau de distribution et les quantités effectivement facturées aux consommateurs sur ce réseau. Elles proviennent :

- des pertes techniques liées aux fuites, au remplissage des réseaux neufs, aux purges des ouvrages avant intervention et aux agressions des ouvrages en service lors de travaux ;
- de la marge d'imprécision du comptage du gaz au niveau des postes transport à l'interface avec le réseau de distribution et au niveau des postes clients (biais de comptage), ainsi que d'autres incertitudes liées notamment à la conversion des volumes lus sur les compteurs en énergie. En effet, la conversion du volume de gaz (en m³) en quantité d'énergie (en kWh), fondée sur la composition chimique du gaz, entraîne des différences entre les quantités de gaz mesurées aux points d'interface transport distribution (PITD) et les quantités prises en compte lors de la relève des compteurs des consommateurs finals ;

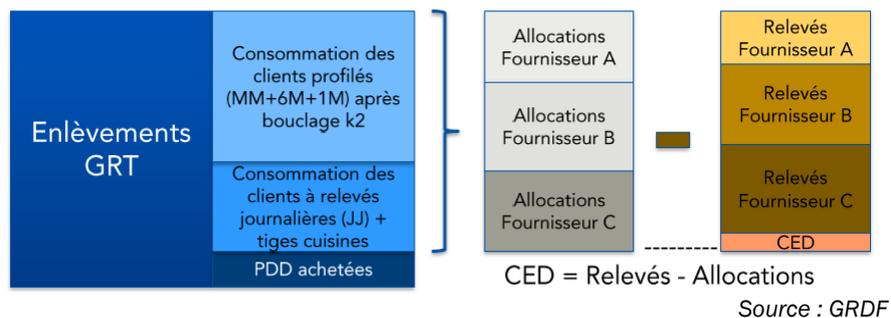
- des pertes non techniques telles que les fraudes, les écarts entre l'index enregistré au départ d'un consommateur et celui enregistré à l'arrivée de son successeur, les erreurs de relevé, les erreurs dans les fichiers de facturation, etc.

Pour compenser les pertes et différences diverses, GRDF achète en amont des quantités de gaz sur le marché de gros, correspondant à un taux de pertes théorique. Ces achats intègrent le poste « pertes et différences diverses » (PDD) qui se compose des catégories suivantes :

- les charges d'achats d'énergie qui sont calculées de manière prévisionnelle pour la période tarifaire au même titre que l'ensemble des charges d'exploitation. Les volumes prévisionnels sont valorisés aux prix de gros à terme au moment de l'élaboration du tarif. Ces charges intègrent également le coût de transport du gaz de la place de marché (PEG) aux PITD ;
- le compte inter-opérateurs (CIO) entre GRDF et les gestionnaires des réseaux de transport (GRT) qui permet de régulariser les écarts de comptage aux PITD. Il est nul en prévisionnel ;
- le compte d'écarts distribution (CED) avec les fournisseurs, qui permet de s'assurer *a posteriori*, sur la base des relevés des consommateurs finals, que chaque fournisseur paie bien le gaz effectivement consommé par ses clients (le gaz compensé étant valorisé à un prix de marché).

Le compte écart distribution (CED) permet de comptabiliser les écarts entre les quantités livrées aux clients et les quantités allouées par GRDF.

Au moment des relevés, on constate que les quantités livrées aux clients diffèrent des quantités allouées : les écarts sont liés notamment aux erreurs de comptage et de profilage. Il faut alors régulariser la situation auprès des fournisseurs (remboursement des quantités de gaz acheminées en excès ou facturation des quantités manquantes au prix spot) : c'est le rôle du compte d'écart distribution. Il existe un CED par fournisseur et par fréquence de relève.



Les PPD réelles, qui sont la différence entre les enlèvements GRT et les relevés fournisseurs, correspondent donc à la somme des PDD achetées par GRDF et des CED.

GRDF n'est pas incité directement sur le niveau des charges d'énergie prévisionnelles fixées dans le tarif : en effet, des incertitudes (prix du gaz et volumes distribués), sur lesquelles GRDF n'a pas de maîtrise, peuvent avoir un impact sur ce montant. Pour cette raison, les charges réalisées sont couvertes intégralement au CRCP. En revanche, afin d'inciter GRDF à maîtriser ces charges, le tarif définit une trajectoire de référence, fondée sur un volume de référence (produit des quantités réellement distribuées et un taux de perte théorique) et un prix de référence (calculé sur la base des prix de gros constatés pour un panier de produits de référence prédéfini). L'écart entre les charges réelles et la trajectoire de référence est incité à 20%.

3.7.1 Bilan ATRD6

Le tarif ATRD5 a introduit une révision annuelle du montant des charges prévisionnelles relatives aux pertes et différences diverses. Cette régulation incitative a été maintenue dans le tarif ATRD6 avec quelques évolutions portant notamment sur l'exposition de GRDF aux écarts entre le montant de référence et le montant réalisé des PDD. Le montant de référence tient compte :

- des quantités de gaz réellement distribuées : le volume de référence est calculé comme le produit des quantités réellement distribuées et d'un taux de perte théorique défini par la délibération ATRD6 (cf. paragraphe 3.7.3) ;
- et des prix de gros constatés pour un panier de produits de référence prédéfini.

Le bilan de cette régulation incitative sur la période ATRD6 est présentée dans les tableaux suivants :

Bilan financière de la RI sur les PDD (M€)	2020	2021	2022	2023 (estimé)
Montants réalisés (A)	20,7	96,6	24,5	112,2
Montants de référence (B)	22,8	54,1	104,8	133,7
Montants couverts au CRCP (A + 20 % * (B-A))	21,1	88,1	40,5	116,5
Bonus/Malus pour GRDF (20% * (B-A))	0,4	- 8,5	16,1	4,3

Bilan des écarts de volumes de PDD (GWh)	2020	2021	2022
Volume de référence	1 289	1390	1 111
Volume réalisé	1 438	1472	260 ²⁹

Bilan des CED (GWh)	2020	2021	2022
Volume réalisé	246	114	1 196

Note de lecture : un volume de CED positif correspond à un excédent de gaz pour GRDF, qui le refacture aux fournisseurs au prix spot.

A partir de 2021, la CRE constate une forte volatilité sur les résultats de la régulation incitative, qui résulte de variations importantes des CED à la fois en termes de volume et des prix.

Si le prix des CED est directement lié au prix de marché spot sur lequel GRDF n'a pas d'emprise, le volume des CED dépend directement de la capacité de GRDF à prévoir et maîtriser les allocations d'énergie aux différents clients, estimer les volumes de consommation et à adapter le volume de ses achats à l'évolution de la consommation de gaz. En effet :

- si GRDF tient insuffisamment compte de l'érosion de la consommation de gaz, il achètera des volumes de pertes en excédent, et devra les refacturer aux utilisateurs au prix du spot. La CRE a constaté que GRDF a acheté au fil de la période ATRD6 les volumes qui avaient été fixés au début de la période tarifaire, sans les rejouer de la baisse de consommation. Compte tenu de l'écart entre le prix d'achat et la valorisation, l'écart de prix a été défavorable en 2021 ;
- certains clients faisant l'objet d'échecs successifs de relève (en particulier les consommateurs relevés semestriellement) se voient affecter une consommation estimée par GRDF : celle-ci, si l'estimation n'est pas assez précise, peut donner lieu à des variations. GRDF explique le niveau très élevé de son CED 2022 par une surestimation des consommations estimées (668 GWh ont fait l'objet d'une estimation), qui sont ainsi supérieures aux allocations et conduisent GRDF à refacturer l'écart aux fournisseurs via le CED. GRDF considère que cet écart sera régularisé au moment de la relève des consommateurs (en l'occurrence en 2023), et se traduira par un effet inverse sur les charges d'énergie.

3.7.2 Evolutions envisagées pour le tarif ATRD7

La CRE envisage de maintenir le principe de la régulation incitative des PDD en conservant la force de l'incitation au niveau de celle du tarif ATRD6.

Le calcul du montant de référence *ex post* resterait donc le suivant :

- le volume de référence serait calculé comme le produit des quantités réellement distribuées et un taux de perte théorique ;
- le prix de référence serait calculé sur la base des prix de marché constatés pour un panier de produits de référence prédéfini.

L'écart entre ce montant de référence et les charges réalisées de GRDF resterait incité à hauteur de 20%.

Toutefois, comme présenté au paragraphe précédent, la CRE considère qu'il est important que GRDF maîtrise mieux le volume des CED, et par conséquent la prévision des volumes de gaz à acheter sur le marché. La CRE propose d'adresser cet enjeu au travers d'indicateurs de qualité de service dédiés (cf. paragraphe 3.4.2).

²⁹ L'année 2022 n'est pas représentative du niveau de pertes habituellement observé. GRDF estime qu'une erreur à la hausse sur l'estimation de la consommation des clients 6M non relevés en 2022 a entraîné un niveau observé de pertes réelles anormalement bas (via la production de CED positifs très élevés). Cette erreur sera rattrapée en 2023 via les CED et devrait avoir un impact sur les pertes réelles observées en 2023.

3.7.3 Taux de pertes théoriques envisagés

Le taux de pertes théorique est réévalué par la CRE pour chaque période tarifaire, en fonction notamment des performances réalisées de l'opérateur.

Les taux de pertes de référence pour la période ATRD6 sont présentés dans le tableau suivant, ainsi que les taux de pertes constatés.

(en % des quantités distribuées)	2020	2021	2022	2023
Taux de pertes théoriques délibération ATRD6	0,50 %	0,48 %	0,46 %	0,45 %
Taux de pertes réalisé	0,56%	0,51%	0,11% ³⁰	-

Pour la période ATRD7, GRDF propose un taux de référence de 0,45% constant sur toute la période. Ce taux correspond au taux de pertes de théorique de l'année 2023, qui intégrait les gains générés par les compteurs Gazpar mis en service à date : en effet, parmi les bénéfiques attendus du déploiement des compteurs Gazpar figure la réduction des pertes non techniques liées notamment aux consommations clients sans contrat de fourniture

La CRE estime que les écarts par rapport aux taux de perte de référence ATRD6 sont en partie liée à des erreurs et décalages d'estimation de consommation, et que l'année 2022 est particulièrement atypique. De plus, GRDF estime qu'il peut exister un effet de report de pertes sur les années consécutives à 2022. Par conséquent la CRE envisage de retenir comme base le taux de pertes de référence de 2023 en appliquant les gains Gazpar attendus sur la période ATRD7, avec le déploiement diffus de compteurs additionnels. Les taux de pertes théoriques envisagés, à ce stade, par la CRE sont donc les suivants :

(en % des quantités distribuées)	2024	2025	2026	2027
Taux de pertes théoriques	0,44 %	0,44 %	0,44 %	0,44 %

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

3.8 Régulation incitative des charges relatives au projet « Changement de gaz »

Une partie de la région des Hauts-de-France est actuellement alimentée par du gaz naturel à bas pouvoir calorifique (ci-après « gaz B »), issu principalement du gisement de Groningue aux Pays-Bas. La déplétion progressive du gisement (dont l'arrêt de la production a en outre été décidé par le gouvernement des Pays-Bas) ne permet pas d'envisager la prolongation du contrat d'approvisionnement entre les Pays-Bas et la France au-delà de son terme actuel en 2029. Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement du 1,3 million de consommateurs de cette région, il est nécessaire de convertir le réseau de gaz naturel pour lui permettre d'accepter le gaz à haut pouvoir calorifique qui alimente le reste du territoire français. Ce projet implique notamment pour GRDF, outre des travaux d'adaptation de son réseau et la création d'un système d'information (SI) dédié à l'opération, de réaliser des interventions de contrôle, d'adaptation et de réglage des équipements des consommateurs raccordés à son réseau. Il représente près de 550 M€ de charges d'exploitation et 50 M€ d'investissement pour GRDF entre 2021 et 2029.

Par ailleurs, la loi de finances pour 2019 a introduit l'obligation pour GRDF de faciliter le remplacement des appareils ne pouvant être adaptés, dans le cadre du projet de conversion, notamment au moyen d'une prise en charge financière par le tarif ATRD, des coûts de remplacement de ces appareils, dans la limite de montants plafonds définis par décret³¹ et d'un périmètre des bénéficiaires précisé par arrêté³².

³⁰ L'année 2022 n'est pas représentative du niveau de pertes habituellement observé. GRDF estime qu'une erreur à la hausse sur l'estimation de la consommation des clients 6M non relevés en 2022 a entraîné un niveau observé de pertes réelles anormalement bas (via la production de CED positifs très élevés). Cette erreur sera rattrapée en 2023 via les CED et devrait avoir un impact sur les pertes réelles observées en 2023.

³¹ Décret n° 2019-114 du 20 février 2019 relatif aux aides financières mentionnées au II de l'article 183 de la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019

³² Arrêté du 25 février 2021 relatif aux modalités de déploiement de l'opération de conversion du réseau de gaz B

3.8.1 Bilan ATRD6

Sur la période ATRD6, de 2020 à 2023, le projet est passé de la phase pilote à la phase industrielle à partir de 2021. La CRE a fixé :

- dans ses délibérations du 12 avril 2018³³ et du 23 janvier 2020³⁴, la trajectoire financière de la phase pilote ;
- dans sa délibération du 11 mars 2021³⁵, celle de la phase industrielle ainsi que le cadre de régulation associé.

Ces trajectoires servent de référence et permettent d'évaluer le bon déroulement du projet de conversion.

À fin 2023, GRDF estime qu'environ 334 000 clients auront été basculés, soit 29% du nombre total estimé de clients pour la phase industrielle (1 150 000 d'après la dernière estimation). Sur la période tarifaire ATRD7, le nombre de clients à convertir par année est plus élevé, avec un pic à 230 000 clients en 2025 correspondant à la conversion des secteurs de Douai et Lille Ouest.

La CRE considère que, durant la période ATRD6, l'opération de changement de gaz s'est bien déroulée. Depuis 2022, le projet monte en charge et GRDF a su maintenir le rythme de conversion. GRDF, qui intervient au-delà de son périmètre de responsabilité habituel, a été performant tant en termes de coûts qu'en termes de relation avec les clients. Les enquêtes de satisfaction montrent des taux de satisfaction supérieurs à 95% pour les phases d'inventaire et de réglage sur les années 2021-2022. La CRE considère donc que GRDF respecte ses engagements et opère de façon à satisfaire l'ensemble des parties prenantes et des consommateurs.

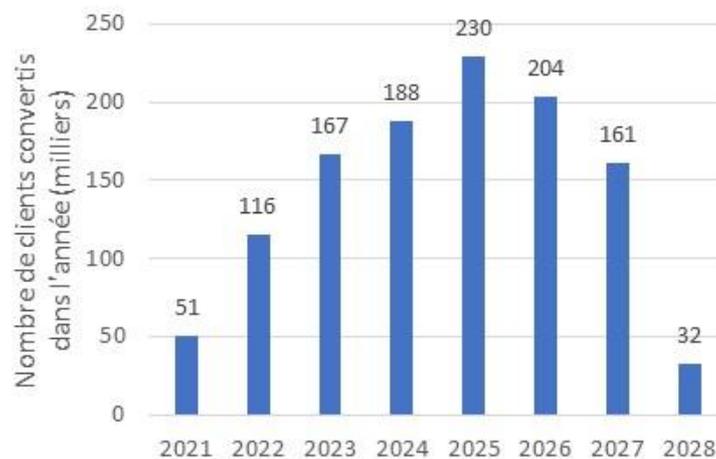


Figure 22. Evolution du nombre de conversions par an, en milliers

3.8.1.1 Cadre de la régulation incitative des charges relatives au projet « Changement de gaz »

Les trajectoires financières du projet « Changement de gaz » ont fait l'objet d'une décision de la CRE le 12 avril 2018 pour la phase pilote du projet, c'est-à-dire pour les années 2016 à 2020. Ces trajectoires prévisionnelles ont été établies sur la base des résultats d'une étude technico-économique publiée par la CRE le 21 mars 2018³⁶.

Sur la base du retour d'expérience de la phase pilote, la CRE a défini, dans sa délibération du 11 mars 2021, les modalités de couverture des charges d'exploitation pour la phase de déploiement industriel pour la période ATRD6 (2021-2023).

Le cadre de régulation défini à cette occasion consiste à inciter GRDF à maîtriser l'ensemble des coûts d'exploitation, à savoir les coûts d'intervention chez le client, les coûts de remplacement des appareils et les coûts SI-communication-pilotage, à travers une couverture partielle des écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire de référence avec une prise en compte de 80 % de cet écart *via* le CRCP.

En revanche, compte tenu des incertitudes sur certains modes opératoires et sur les volumes d'appareils à adapter chez les consommateurs, le cadre retenu prévoit une couverture totale des risques associés au nombre total de

³³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 avril 2018 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1er juillet 2018

³⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

³⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 mars 2021 portant décision sur le cadre de régulation applicable à la phase industrielle du projet de conversion du réseau de gaz B de GRDF

³⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 mars 2018 portant avis sur le projet de conversion de la zone Nord de la France de gaz à bas pouvoir calorifique en gaz à haut pouvoir calorifique

consommateurs à convertir et au volume d'appareils à remplacer, sur lesquels GRDF dispose d'une marge de manœuvre très limitée.

Le montant de référence de l'année N, dont l'écart avec la trajectoire réalisée est pris en compte à 80 % via le CRCP, correspond ainsi à la somme :

- des charges d'exploitation SI-communication-pilotage de référence de l'année N révisées de l'inflation réalisée ;
- du produit des coûts unitaires d'intervention et de remplacement des appareils incompatibles révisés de l'inflation réalisée et des volumes réalisés (en année N) d'interventions et de remplacement des appareils incompatibles.

Pour la période 2021-2023, la CRE a fixé les coûts unitaires et trajectoires de référence suivants pour la couverture des différents coûts associés au projet de conversion de GRDF sur la période ATRD6 :

- le coût unitaire d'intervention chez le consommateur retenu est de 241,6 €₂₀₂₀/an/client ;

M€ _{courant}	2021	2022	2023
Coût d'intervention chez le client - référence	13,3	31,4	47,9
<i>Nombre de clients concernés estimé initialement</i>	54 082	121 608	177 073

- le coût unitaire de remplacement des appareils incompatibles retenu est de 3 578 €₂₀₂₀/an/appareil ;

M€ _{courant}	2021	2022	2023
Coût de remplacement des appareils - référence	4,2	10,7	16,5
<i>Nombre de remplacement estimé initialement</i>	1 352	3 040	4 427

- la trajectoire de coûts de SI et pilotage (correspondant à l'ensemble des charges hors intervention chez le client et remplacement des appareils dans le graphique plus bas) est présentée dans le tableau ci-dessous.

M€ _{courant}	2021	2022	2023
Charges d'exploitation SI-communication-pilotage – période ATRD6	8,4	15,1	22,1

3.8.1.2 Des coûts maîtrisés

La CRE a analysé les coûts réalisés pour les années 2021 et 2022, et provisoires pour 2023. Pour les coûts d'intervention chez les clients et de remplacement d'appareils, ils ont été corrigés afin de neutraliser l'écart entre les volumes estimés de clients concernés et les volumes réalisés. Au total, de 2021 à 2023, l'écart s'élève à 19 000 clients de moins que dans la trajectoire prévisionnelle, soit une baisse de 5,4 % par rapport à l'estimation initiale.

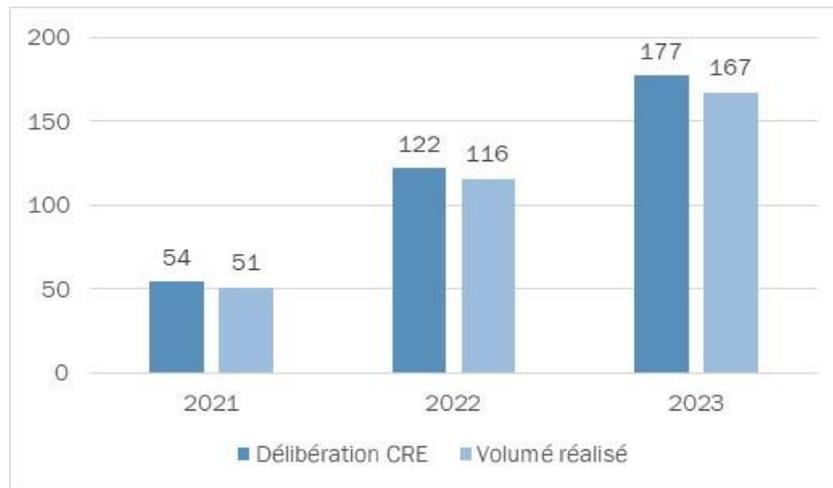


Figure 23. Nombre de clients convertis entre 2021 et 2023, en milliers

Sur la période, les coûts de GRDF sont supérieurs à la trajectoire prévisionnelle, avec une dépense totale de 197,3 M€ par rapport à 184,8 M€ dans le modèle d'affaires initial. Sur les charges d'exploitation, une économie de 0,8 M€ a été réalisée tandis que, sur les investissements, un surcoût de 13,3 M€ est constaté.

Charges d'exploitation

Sur la période 2021-2023, les charges nettes d'exploitation sont très proches de la trajectoire de référence, avec des dépenses de 146,7 M€, inférieures de 0,8 M€ par rapport à la trajectoire de référence ajustée au volume réalisé de conversions.

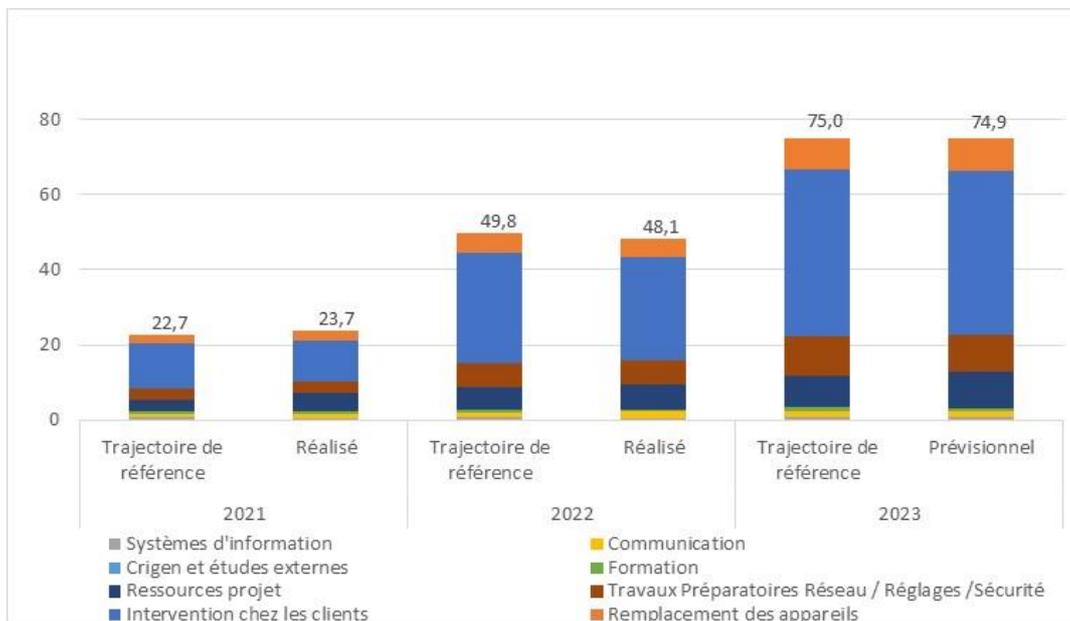


Figure 24. Trajectoire de coûts du projet « Changement de gaz » de 2021 à 2023, en M€ courants

La majorité des gains sont réalisés sur les coûts d'intervention chez le client (3,6 M€) grâce à des coûts d'ordonnancement, de contrôle et d'inventaire inférieurs aux coûts estimés initialement. Le coût unitaire des adaptations est en hausse sur la période mais demeure en-deçà (en moyenne de 8 %) du coût de référence sur la période 2021-2023. Au sein de cette catégorie, la CRE observe toutefois que les coûts d'adaptation des clients avec process ont été supérieurs à la prévision, le coût d'adaptation des appareils desservant un processus industriel étant plus onéreux et plus complexe à anticiper, du fait de la spécificité de leurs caractéristiques.

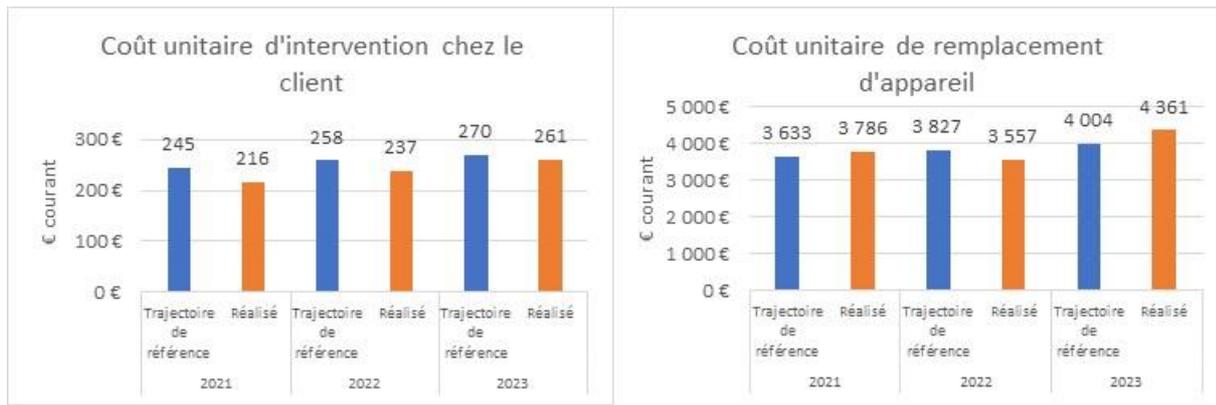


Figure 25. Evolution des coûts unitaires du projet « Changement de gaz » en € courants

Le coût unitaire de remplacement d'appareil est proche de la trajectoire de référence (+ 2% en moyenne par rapport à la trajectoire initiale soit 0,2 M€ de surcoût sur la période), mais il varie fortement entre les années. GRDF indique un surcoût conséquent pour 2023 provenant d'une anticipation de la revalorisation du montant des aides.

Sur l'ensemble des coûts de SI-Communication-Pilotage, seuls les coûts de communication et de ressources projet représentent des surcoûts de respectivement 1,1 M€ et 3,9 M€ sur la période. GRDF explique ces écarts par des efforts renforcés de communication afin d'anticiper au mieux les bascules, et par le renforcement de ses ressources de pilotage pour améliorer la gestion des prestataires et sécuriser le maximum d'activités en amont des bascules. Le total des autres coûts de fonctionnement est inférieur de 1,9 M€ à la trajectoire initiale.

Coûts d'investissement

Les investissements à réaliser par GRDF dans le cadre du projet de conversion concernent essentiellement l'adaptation des réseaux de distribution au changement de gaz. Pour rappel, ces investissements représentent une faible part des dépenses du projet et ne peuvent pas faire l'objet d'arbitrages entre charges d'exploitation et charges de capital.

Ils sont en hausse sur la période 2021-2023, avec un surcoût de 35% par rapport au modèle d'affaires, soit de près de 13,3 M€ au total. Ce surcoût s'explique par une hausse des travaux sur le réseau pour la préparation des conversions. Le traitement des configurations incompatibles s'opère en amont de la conversion des secteurs et le chiffrage des adaptations nécessaires est difficilement anticipable. La volumétrie et la diversité de ces configurations varient également selon les secteurs.

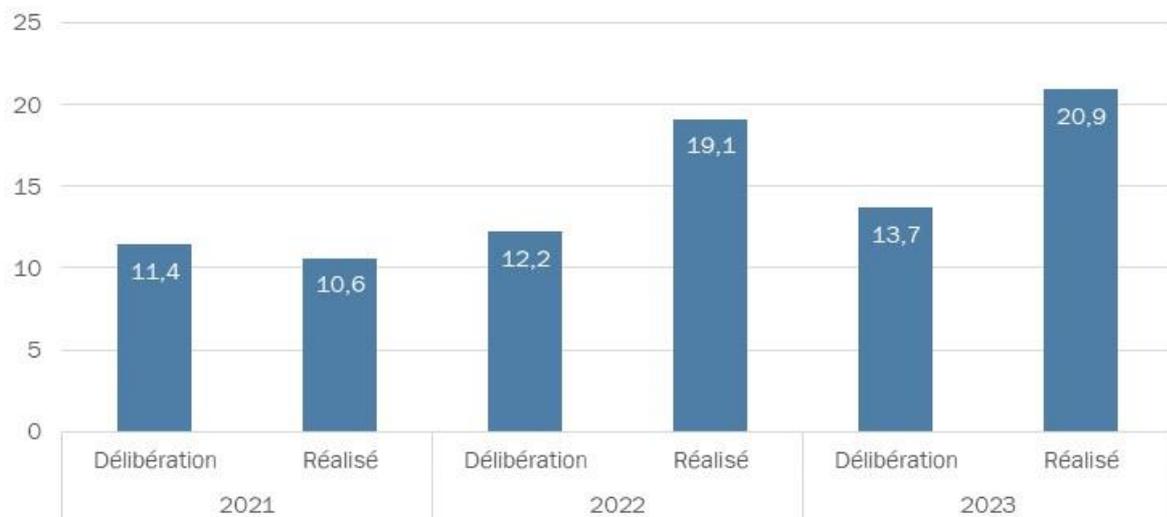


Figure 26. Trajectoire des coûts d'investissement du projet « Changement de gaz » de 2021 à 2023, en M€ courants

3.8.2 Cadre de régulation pour la période ATRD7

La CRE considère que le cadre de régulation a été efficace, dans la mesure où GRDF a bien été incité à maîtriser ses coûts. Ainsi, la CRE envisage à ce stade de maintenir le cadre en vigueur.

Par ailleurs, la CRE a été saisie le 5 juillet 2023 par le ministère de la transition énergétique d'un projet de décret modifiant le décret du 20 février 2019 relatif aux aides financières pour le remplacement des appareils incompatibles³⁷. Cette proposition de décret introduit des montants maximaux pour les appareils d'une puissance supérieure à 70 kW s'il est utilisé pour le chauffage ou la fourniture d'eau chaude sanitaire d'un local à usage d'habitation. Cette aide étant prise en charge par le tarif ATRD, il convient de définir sa méthode d'intégration dans le cadre de régulation. L'option envisagée par la CRE est d'intégrer ces coûts au coût unitaire de remplacement des appareils incompatibles.

Les sommes engagées sont plus importantes que pour les autres appareils (jusqu'à 10 fois le coût unitaire d'un appareil d'une puissance inférieure à 70 kW) mais la volumétrie concernée est très limitée. Le retour d'expérience sur les années 2022-2023 montre que si cette aide avait été appliquée, les coûts unitaires de remplacement auraient augmenté d'environ 1 % soit 49 €/installation environ (sur 3 557 €/installation en 2022).

En cas d'application de ce décret, la CRE propose donc d'introduire les coûts estimés de cette aide dans les coûts unitaires de remplacement d'appareils incompatibles pour les années concernées afin de maintenir une incitation sur les coûts de remplacement pour l'opérateur.

Les montants des coûts unitaires de référence seront réévalués sur la base de la trajectoire de charges d'exploitation retenue pour le projet « Changement de gaz » afin de prendre en compte l'évolution des coûts (voir 4.3 Charges nettes d'exploitation).

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

³⁷ mentionnées au II de l'article 183 de la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019

4. NIVEAU TARIFAIRE

4.1 Bilan de la période ATRD6

4.1.1 Charges d'exploitation

La CRE publie en annexe de la présente consultation publique le bilan du cadre de régulation tarifaire depuis dix ans, et notamment de l'évolution des charges d'exploitation.

Sur la période 2020-2022, les charges nettes d'exploitation supportées par GRDF ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif.

En M€ courants	2020	2021	2022
Charges nettes d'exploitation prévues dans le tarif ATRD6 ³⁸	1 494,8	1 525,1	1 630,0
Charges nettes d'exploitation réalisées	1 471,5	1 536,6	1 573,7
Ecart	-23,3	+ 11,5	-56,4

Figure 27. Bilan des CNE de GRDF entre 2020 et 2022 (en M€ courants)

Au cours de la période 2020-2022, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATRD6 et la trajectoire réalisée s'élève à -68,2 M€, soit -1,5% par rapport à la trajectoire prévisionnelle, malgré les événements exceptionnels qui se sont déroulés pendant la période (notamment le Covid-19 et la guerre en Ukraine).

Les principaux écarts s'expliquent par :

- En 2020 (-23,3 M€ par rapport aux CNE prévisionnelles), un moindre niveau de dépenses sur plusieurs catégories de charges opérationnelles (notamment travaux et entretien du réseau, frais de déplacement, recours à du personnel extérieur) en raison de la pandémie de Covid-19, a absorbé des dépenses de réinternalisation de certaines activités SI, dans le cadre de la mise en œuvre de la stratégie de GRDF en la matière ;
- En 2021 (+ 11,5 M€ par rapport aux CNE prévisionnelles), d'une part, le Covid-19 a continué de donner lieu à des reports de charges opérationnelles, et la réforme des impôts de production³⁹ a réduit les charges d'impôts et taxes de GRDF ; cependant, ces baisses de charges ont été plus que compensées par la hausse des prix de gros de l'énergie, qui a rehaussé les coûts associés aux pertes et différences diverses et à l'avantage en nature énergie⁴⁰;
- En 2022 (-56,4 M€ par rapport aux CNE prévisionnelles), la poursuite de la baisse des impôts de production a tiré la trajectoire de charges d'exploitation en-dessous du niveau prévisionnel, malgré la réalisation de certaines activités reportées en 2020 et 2021, et des niveaux élevés de prix de l'énergie qui ont fait fortement augmenter les dépenses liées à l'ANE. Malgré les prix élevés du gaz, les charges d'énergie ont également été inférieures à la trajectoire, principalement du fait d'un volume de pertes et différences diverses très inférieur au volume prévisionnel.

En excluant les charges d'énergie de l'analyse, les charges nettes d'exploitation de GRDF ont été inférieures de 2,7% par rapport à la trajectoire prévisionnelle sur la période 2020-2022.

En M€ courants	2020	2021	2022
Charges nettes d'exploitation (hors énergie) prévues dans le tarif ATRD6	1 466,1	1 496,6	1 601,5
Charges nettes d'exploitation réalisées	1 450,8	1 439,9	1 549,1
Ecart	-15,3	-56,6	-52,4

Figure 28. Bilan des CNE hors énergie de GRDF entre 2020 et 2022 (en M€ courants)

GRDF a réalisé une bonne performance en termes de maîtrise de ses charges d'exploitation. Cette performance devra profiter aux consommateurs de gaz en servant de base au calcul des charges d'exploitation de GRDF pour la période ATRD7.

³⁸ Les trajectoires ont été fixées en début de période tarifaire, et mises à jour chaque année pour prendre en compte l'écart entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

³⁹ Le taux de la CVAE a été réduit de 50% pour 2021, et de 50% supplémentaires en 2022. L'économie cumulée calculée par GRDF sur la période 2020-2023 s'élève à 80,6 M€.

⁴⁰ Tarif préférentiel pour le gaz et l'électricité dont bénéficient les salariés au statut des Industries Electriques et gazières (IEG), voir paragraphe 3.3.1.2

4.1.2 Investissements

La trajectoire d'investissements de GRDF pendant le tarif ATRD6 a été établie au niveau de la demande tarifaire de GRDF.

La trajectoire ATRD6 (révisée de l'inflation réelle) s'élevait à 4 127 M€ entre 2020 et 2023, soit 1 031 M€ par an en moyenne (1 049 M€ par an entre 2020 et 2022) et se caractérise par une montée en puissance des investissements de modernisation et de modification d'ouvrages (MMO) sur la période, et d'un volume d'investissements Gazpar en baisse progressive.

Dans les faits, GRDF a investi à hauteur de 1 075 M€ par an contre 1 049 M€ par an entre 2020 et 2022 (1 104 M€ par an en incluant les prévisions de GRDF pour 2023), dépassant ainsi sa trajectoire de 78 M€ (entre 2020 et 2022, soit + 2,5 %), en particulier sur :

- les investissements de biométhane (+ 96,5 M€ sur 2020-2022), le développement de la filière ayant été nettement au-dessus des prévisions ;
- les investissements de modernisation et de modification d'ouvrages MMO (+61,3 M€ sur 2020-2022), en particulier du fait des investissements de modernisation à la suite de l'entrée en vigueur de nouvelles dispositions réglementaires (rajeunissement des régulateurs, renouvellement des conduites en tôle bitumée, fonte ductile et cuivre).
- les investissements de raccordements réalisés (2020-2022) et estimés (en 2023) sont en retrait de 17,3 M€ par rapport à la trajectoire délibérée.

En M€ courants	2020	2021	2022	2023	Total	Moyenne ATRD6*
Raccordements	213,9	274,4	212,3	197,8	898,4	224,6
Biométhane	49,1	96,5	122,3	151,7	419,6	104,9
MMO	269,5	394,4	420,6	480,4	1 564,9	391,2
Projet « Changement de gaz »	9	15	19,1	20,9	64	16,0
Gazpar	199	217,9	167,2	103,9	688	172,0
Compteurs et postes de livraison clients	25,2	26,1	26,6	38	115,9	29,0
Logistique	45,1	42	35,8	80,2	203,1	50,8
Immobilisations incorporelles	102,8	126,9	112,7	121,2	463,6	115,9
Transition énergétique – R&D	0,8	0,1	0,2	0	1,1	0,3
Total	914,4	1 193,3	1 116,8	1 194,1	4 418,6	1 104,7

*Moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020, 2021, 2022 et estimé 2023

Figure 29. Bilan des investissements réalisés par GRDF dans le tarif ATRD6 (en M€ courants)

4.2 Demande tarifaire et principaux enjeux identifiés par GRDF

Dans sa demande tarifaire, GRDF anticipe que la période 2024-2027 sera à nouveau marquée par des niveaux élevés de prix de l'énergie et de l'inflation en raison du contexte géopolitique en Europe. GRDF considère également que le contexte réglementaire récent, défavorable au gaz naturel notamment dans le logement et le bâtiment tertiaire (RE2020, décret tertiaire, classement des réseaux de chaleur urbains) contribuera à accélérer la baisse de la consommation de gaz et du nombre de clients, déjà constatée dans le tarif ATRD6.

Par ailleurs, GRDF anticipe la poursuite du soutien public à la filière du biométhane et des gaz renouvelables et à son essor en France, avec un objectif affiché dans sa demande tarifaire de 50 TWh de capacité d'injection de biométhane atteint à l'horizon 2030.

Dans ce contexte, GRDF indique que sa demande tarifaire vise à répondre aux enjeux suivants :

- le maintien d'un outil industriel performant et sûr, en respectant les nouvelles obligations réglementaires, et l'adaptation de systèmes d'information à de nouvelles exigences de cybersécurité ;
- la contribution aux objectifs européens de transition énergétique et l'accompagnement de plusieurs filières professionnelles (mobilité, bâtiment, production de gaz) et des collectivités locales (via le déploiement du nouveau modèle de contrat de concession) dans leur transition énergétique ;
- la poursuite d'un programme de R&D dans les domaines de la sécurité et de la performance opérationnelle, les gaz renouvelables, les « smart grids » et la sécurité aval ;

- le ralentissement de l'érosion du portefeuille de clients, et ce malgré la baisse tendancielle constatée de la consommation et du nombre de consommateurs ;
- la poursuite du projet « Changement de gaz » dans les Hauts-de-France, avec notamment la conversion de la métropole lilloise en 2025-2026 ;
- de manière générale, l'adaptation de GRDF à ces enjeux en matière de compétences techniques et managériales.

La prise en compte des enjeux identifiés par GRDF conduit l'opérateur à demander un total de charges nettes d'exploitation et de charges de capital d'environ 3 923 M€ par an, soit une hausse de 18,1 % par rapport au réalisé 2022, alors que l'inflation prévisionnelle entre 2024 et 2027 s'élève à 5,0 %.

Le revenu autorisé⁴¹ correspondant à la demande de GRDF augmente de 19,3 % en 2024 par rapport au niveau estimé du revenu autorisé 2023 mis à jour. Les charges nettes d'exploitation annuelles moyennes pendant la période ATRD7 hors énergie augmentent de 18 % par rapport au niveau atteint en 2022.

4.3 Charges nettes d'exploitation

Pour fixer les trajectoires de charges nettes d'exploitation des opérateurs, la CRE retient les hypothèses d'inflation suivantes :

	2023	2024	2025	2026	2027
IPC hors tabac ⁴²	4,60%	2,40%	1,76%	1,60%	1,56%

Ces hypothèses seront ajustées avec les dernières prévisions disponibles au moment de la décision tarifaire.

4.3.1 Demande de GRDF

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles présentées par GRDF dans sa demande, y compris charges d'énergie, pour la période ATRD7 (2024-2027) sont les suivantes :

En M€ courants	2022 Réalisé	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation	1 573,7	1 894,8	1 898,6	1 880,3	1 875,6

Figure 30. Demande de CNE de GRDF pour la période ATRD7 (en M€ courants)

La demande de GRDF marque une forte hausse des charges nettes d'exploitation (y compris charges d'énergie) entre 2022 et 2024, de 321 M€ (soit + 20 %). Les charges nettes d'exploitation diminuent ensuite d'environ 0,3 % par an entre 2024 et 2027. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2022 et la demande pour 2024 est de 18 % et les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de 0,3 % en moyenne par an.

- Les principaux postes présentant une évolution entre 2022 et 2024 dans la demande de GRDF sont les suivants : les consommations externes (hausse de 73 M€, soit + 10 %) : GRDF explique cette hausse principalement par les dépenses attendues sur les postes « achats matières et fournitures » et « travaux et entretien », en raison à la fois de l'impact des obligations réglementaires entrées en vigueur au cours de la période ATRD6, d'un programme de modernisation des ouvrages, et de nombreux chantiers sur le territoire de desserte de GRDF (grands programmes d'aménagement, déplacements d'ouvrages à la demande de tiers) ;
- les charges de statut et œuvres sociales (+ 66 M€, soit +49 %), dont la hausse s'explique principalement par les effets de la hausse des prix de l'électricité en 2023 et d'une hypothèse de leur maintien à un haut niveau sur le début de la période ATRD7 sur les montants de l'avantage nature en énergie ;
- les charges d'énergie (hausse de 48 M€, soit + 195 %) : cette hausse s'explique principalement par un niveau de référence 2022 exceptionnellement bas (le volume de pertes et différences diverses réalisé en 2022 a été inférieur de 77% au volume prévisionnel), sous l'effet d'un volume du compte écart distribution négatif qui devrait être compensé en 2023, et par l'anticipation de prix de l'électricité élevés sur la prochaine période tarifaire ;

⁴¹ Le revenu autorisé intègre les CCN, les CNE, l'apurement du CRCP et un terme de lissage.

⁴² Voir le site du FMI

- les charges relatives au projet « Changement de gaz », dont les charges nettes d'exploitation prévisionnelles représentent 88,2 M€ en 2024, 106,4 M€ en 2025, 89,5 M€ en 2026 et 66,5 M€ en 2027 (soit 87,6 M€ par an en moyenne), en lien avec la montée en charge de la conversion du gaz B au gaz H dans le nord de la France. Le niveau réalisé en 2022 a été de 51,6 M€ ;
- l'inflation cumulée entre 2022 et 2024 est estimée à 7,1 %.

4.3.2 Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue

La CRE a demandé aux opérateurs de présenter leur demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2022 inflaté et en décomposant chaque poste au premier euro, afin de s'assurer que les éventuels besoins additionnels ne peuvent être couverts par des ressources libérées sur des actions prenant fin.

La CRE a mandaté le cabinet H3P-ORCOM pour effectuer un audit des charges d'exploitation de GRDF. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2023. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la demande mise à jour de GRDF, est publié en même temps que le présent document de consultation publique.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation des opérateurs constatés lors de la période ATRD6 et des charges d'exploitation prévisionnelles présentées par les opérateurs pour la période tarifaire à venir (période 2024-2027). L'audit a pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2020-2022) et prévisionnelles (2024-2027) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRD7.

La CRE a par ailleurs analysé certains postes spécifiques, notamment les dépenses de Recherche et Développement (R&D) et les charges d'énergie.

4.3.3 Synthèse des résultats de l'audit et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes

4.3.3.1 Résultats de l'audit externe

Le périmètre des coûts audités par le consultant inclut les charges nettes d'exploitation hormis les postes « Achats d'énergie » et « R&D » audités par la CRE.

En M€ courants	2024	2025	2026	2027
Trajectoire demandée par GRDF	1 894,8	1 898,6	1 880,3	1 875,6
Réalisé 2022 inflaté	1 685,6	1 715,2	1 742,7	1 769,9
Trajectoire de l'auditeur*	1 756,7	1 734,5	1 678,0	1 653,7
Impact sur la demande de GRDF	-138,1	-164,1	-202,3	-221,9

*Les postes « Achats d'énergie » et « R&D » sont pris au niveau de la demande de GRDF

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les postes « Charges de personnel », « Charges de statut et œuvres sociales », et au sein des consommations externes, sur les postes « Achats matières et fournitures », « Travaux et entretien » et « Autres consommations externes ». Ces ajustements se répartissent comme décrit ci-après.

Charges de personnel

La trajectoire de l'auditeur est inférieure de 63 M€ par an en moyenne à celle de GRDF (-252 M€ en cumulé sur la période, soit -6%). Cet ajustement résulte :

- de l'application d'une trajectoire de productivité sur la trajectoire d'effectifs de GRDF par rapport au nombre d'effectifs constaté en 2022, supérieure à celle figurant dans la demande de GRDF (-0,1%/an). Cet ajustement est rendu possible notamment par de nombreux départs en retraite, et s'inscrit dans une trajectoire d'effectifs tendanciellement en baisse chez GRDF depuis 2008. L'hypothèse de l'auditeur est commune à tous les opérateurs d'infrastructure (ATR8 et ATS3) ;

- d'hypothèses de salaire national de base (SNB)⁴³ et de glissement vieillissement technicité (GVT)⁴⁴ harmonisées avec celles des autres opérateurs d'infrastructures (ATRT8 et ATS3), inférieures à celles de GRDF ;
- de la référence prise pour estimer les charges sociales sur la période ATRD7 : l'auditeur retient, pour les différentes lignes de coûts (taxes sur rémunérations, Sécurité sociale, Urssaf...) le dernier taux connu, à savoir celui de 2022.

Charges de statut et œuvres sociales

L'auditeur a proposé une correction de -22,9 M€ par an en moyenne (-92M€ en cumulé sur la période) par rapport à la demande de GRDF, qui provient principalement du poste ANE avec une baisse des prix de l'énergie sur la période et une hypothèse de sobriété en gaz et en électricité, se traduisant par une baisse du volume prévisionnel d'énergie consommée de 10,5% en gaz et de 10% en électricité sur la période par rapport à l'année 2022.

Autres consommations externes

Sur ce sous-poste, composé notamment de frais de locations diverses, d'assurances, de dépenses de formation professionnelle et de prestations de conseil et d'autres prestations externes, l'auditeur préconise un ajustement de 17,3 M€ par an en moyenne (-69,1 M€ sur la période, soit -15,56%). Son ajustement porte principalement sur les frais de conseil, d'une part, pour lesquels la hausse importante observée en 2022 n'a pas suffisamment été justifiée par GRDF, et sur les frais de location de la flotte de véhicules de GRDF d'autre part, l'auditeur ayant recalculé un coût unitaire en 2024, inflaté sur la période ATRD7 et appliqué au nombre de véhicules en location

Achats matières et fournitures

Sur le sous-poste « Achats matières et fournitures », l'auditeur préconise un ajustement de -13 M€ par an en moyenne (-50 M€ en cumulé sur la période, soit -16%). Les principaux ajustements de l'auditeur proviennent des coûts « réseaux et interventions » (ci-après « R&I »), pour partie liés à la mise en œuvre des obligations réglementaires de GRDF. L'auditeur a pris en compte les prévisions de volumes d'opérations liées à des obligations réglementaires sur la période ATRD7, en retenant les coûts observés en 2022 pour certaines opérations dont les coûts unitaires futurs estimés n'étaient pas suffisamment justifiés par GRDF. Concernant les opérations R&I non liées à des obligations réglementaires, l'auditeur a retenu la valeur 2022 inflatée sur la période ATRD7, considérant que les hausses demandées par de GRDF n'étaient pas suffisamment justifiées.

Par ailleurs, l'auditeur a procédé à des ajustements sur les coûts liés aux projets « gaz verts », pour lesquels l'auditeur retient le niveau des charges observées en 2022 inflaté, la trajectoire prévisionnelle ATRD7 n'ayant pas été suffisamment justifiée par GRDF. Concernant les coûts de carburants et de fluides immobilier, l'auditeur a retenu des hypothèses de prix différentes pour l'établissement de la trajectoire sur la période ATRD7. Pour les carburants, il a appliqué et inflaté le coût observé en 2022 sur le parc de véhicules thermiques de GRDF sur la période ATRD7 (hors location de longue durée). Pour les fluides immobilier, l'auditeur a retenu la moyenne des coûts de fluides observée entre 2020 et 2022, considérant que la hausse des coûts observée en 2022 est exceptionnelle.

Travaux et entretien

Sur le sous-poste « Travaux et entretien », l'auditeur préconise un ajustement de -10,6 M€ par an en moyenne (-42,5 M€ sur la période, soit -8,1%). Les principaux ajustements proviennent des coûts « R&I », que l'auditeur a ajustés selon la même logique que pour le sous-poste « Achats matières et fournitures », des coûts « gaz verts » et des coûts d'entretien de la flotte de véhicules de GRDF.

4.3.3.2 Ajustements de la CRE

Charges d'énergie pour les achats de couverture des pertes

La demande de GRDF pour la période ATRD7 s'appuie sur des hypothèses de prix du gaz communiquées par la CRE en début d'année 2023. Elle s'élève à 211,1 M€ sur la période, soit 52,8 M€ par an en moyenne, et présente une hausse de 12% par rapport aux dépenses réalisées entre 2020 et 2022.

⁴³ Le SNB est négocié annuellement au niveau de la branche des IEG.

⁴⁴ Le GVT mesure les variations financières de la masse salariale à effectif constant.

Demande de GRDF (M€ courants)	2020 réalisé	2021 réalisé	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATRD7
Charges d'énergie	20,7	96,6	24,5	72,2	58,5	42,8	37,6	211,1
Volume réalisé (GWh)	1 438	1 472	260					
Taux de pertes (%)	0,56 %	0,51 %	0,11 %	0,45 %	0,45 %	0,45 %	0,45 %	0,45 %

La CRE envisage de retenir deux modifications par rapport à cette demande :

- elle a mis à jour pour la présente consultation les hypothèses de prix du gaz pour tenir compte des évolutions des prix de gros intervenues depuis le début de l'année. Cette hypothèse sera à nouveau mise à jour avant la délibération tarifaire, avant fin 2023 et ne constitue pas un véritable ajustement, GRDF ne supportant pas de risque sur les prix de gaz (mais étant soumis à une régulation incitative). Cette mise à jour se traduit par une baisse de 6,8 M€ par an en moyenne sur la période ;
- ensuite, elle envisage de retenir un taux de pertes de 0,44 % (qui s'applique à la consommation totale pour déterminer les volumes d'énergie à acheter), afin de prendre en compte les gains permis par le déploiement des compteurs Gazpar qui seront installés sur la période, ce qui donne lieu à un ajustement de -0,6 M€ par an en moyenne (voir paragraphe 4.3.3.3).

Ces modifications conduisent à un ajustement total de -29,3 M€ sur la période ATRD7, soit -7,3 M€ par an en moyenne (-13,8 % par rapport à la demande de GRDF).

Trajectoire préliminaire de la CRE (M€ courants)	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATRD7
Charges d'énergie	24,5	59,7	50,8	40,6	30,7	181,8
Taux de pertes (%)	0,11 %	0,44 %	0,44 %	0,44 %	0,44 %	N. A
Impact sur la demande de GRDF		-12,5	-7,7	-2,2	-6,9	-29,3

R&D

La demande de GRDF concernant le poste R&D est en hausse significative par rapport à la période ATRD6, avec un budget de 21 M€ par an en moyenne (soit 84 M€ sur la période), contre 15,7 M€ par an entre 2020 et 2022 (47 M€ au total, intégralement dépensés), soit une hausse des dépenses annuelles de 33%.

GRDF répartit sa demande de R&D en quatre axes de recherche :

- sécurité et performance opérationnelle (4,9 M€ par an en moyenne, 19,7 M€ sur la période) ;
- « *smart gas grids* » (3,5 M€ par an en moyenne, 13,9 M€ sur la période) ;
- domaine aval, sécurité et flexibilité (4,7 M€ par an en moyenne, 18,7 M€ sur la période) ;
- gaz verts (7,9 M€ par an en moyenne, 31,7 M€ sur la période).

De manière générale, la demande de GRDF en matière de R&D met en évidence le recul des projets relatifs au périmètre historique, notamment liés à la sécurité et à la performance opérationnelle, au profit de projets dont certains paraissent à ce stade en dehors du domaine d'activité régulé de GRDF. En effet, la thématique « Domaine aval, sécurité et flexibilité » constitue une extension du périmètre d'activité de R&D de GRDF déjà identifiée sur la période ATRD6, et inclut des projets qui paraissent relever du domaine « aval compteur ». De même, l'axe « Gaz verts » comprend des budgets dédiés à la recherche sur la distribution d'hydrogène dans des réseaux dédiés et à l'optimisation des volumes de biométhane. Ces deux types de projets dépasseraient à ce titre le cadre des activités régulées actuelles de GRDF.

La CRE envisage à ce stade de retenir les ajustements suivants pour définir la borne basse de la R&D :

- exclusion des projets qui dépasseraient le périmètre régulé de GRDF et relèveraient potentiellement d'activités concurrentielles, à l'instar :
- des projets relatifs au développement de solutions destinées à valoriser la complémentarité des énergies dans le bâtiment résidentiel et tertiaire ;
- des projets de développement des usages du bioGNV dans le secteur de la mobilité ;

- des projets liés au développement de solutions de maîtrise de la demande en énergie chez les clients de GRDF ;
- exclusion des projets relatifs à l'optimisation de la production de biométhane, et à l'exploitation de réseaux de distribution 100% hydrogène : ces projets semblent dépasser le domaine d'activité régulé du gestionnaire du réseau de distribution et peuvent être considérés comme un soutien au développement de filières de production. En cohérence avec le respect des principes de bonne conduite et d'indépendance, la CRE envisage donc de ne pas retenir de budget pour ces projets ;
- l'exclusion de projets paraissant avoir dépassé le stade de la R&D car présentant des niveaux de maturité technologique avancés, permettant leur développement opérationnel dans un environnement réel. Parmi ces projets figurent ceux visant à assurer la compatibilité de l'hydrogène avec les réseaux existants et les projets relatifs à l'installation de chaudières à très haute performance énergétique et des systèmes hybrides.

La CRE envisage de retenir en totalité les montants correspondant à l'axe « sécurité et performance opérationnelle » et les montants correspondant aux trois autres axes de recherche de GRDF, retraités des projets cités ci-dessus. Les ajustements envisagés par la CRE s'élèvent à -10,3 M€ par an en moyenne, pour une trajectoire globale s'élevant à 10,7 M€ par an en moyenne (42,8 M€ sur la période ATRD7). Cette proposition donne lieu à une borne basse de l'enveloppe annuelle de R&D de GRDF inférieure de 32% par rapport aux budgets alloués entre 2020 et 2022, soit un ajustement de 49% de la demande de GRDF pour la période ATRD7.

En M€ courants	2022 réalisé	2024	2025	2026	2027	ATRD7
Demande ATRD7 de GRDF	17,1	20,5	20,8	21,2	21,5	84,0
Trajectoire préliminaire de la CRE	17,1	10,4	10,6	10,8	11,0	42,8
Impact sur la demande de GRDF		-10,1	-10,2	-10,4	-10,5	-41,2

Figure 31. Demande de R&D de GRDF pour la période ATRD7 et trajectoire envisagée par la CRE

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 ?

4.3.3.3 Gains Gazpar

Un bilan de la phase de déploiement satisfaisant

Le projet Gazpar vise à déployer des compteurs communicants, qui permettent notamment la relève à distance et la transmission des index réels de consommation aux fournisseurs sur un pas de temps mensuel ou lors d'événements contractuels. La phase de déploiement massif du compteur Gazpar s'est achevée à l'été 2023, avec près de 11 millions de compteurs Gazpar posés sur un parc total de 11,6 millions (soit environ 95% de déploiement).

La CRE constate que les coûts et les délais du projet ont été bien maîtrisés par GRDF⁴⁵, malgré la crise sanitaire et les tensions sur l'approvisionnement de certains matériels :

- d'une part, les dépenses d'investissements sont inférieures aux prévisions, atteignant 1,22 Md€, contre un budget initial de 1,30 Md€ (soit une économie de 6%, à nombre équivalent de compteurs posés). Cette économie résulte principalement :
 - d'économies sur le coût unitaire de matériel et de pose (110 M€, soit -11 %),
 - d'une optimisation du nombre de concentrateurs à poser : GRDF n'a posé que 9 900 concentrateurs au lieu des 15 200 prévus, ce qui conduit, malgré une hausse des coûts unitaires des concentrateurs, à une économie de 16 M€ ;
 - ces gains sont partiellement compensés par des coûts de SI plus élevés que prévu (244 M€ contre 198 M€ prévus).

⁴⁵ La CRE a réalisé son analyse après correction des effets volume liés au nombre de compteurs, dans la mesure où l'estimation initiale ne tenait pas compte de la décroissance du parc de clients de GRDF et donc surestimait le nombre de compteurs à poser

- les charges d'exploitation sont également maîtrisées : les dépenses réalisées jusqu'en 2022 s'élèvent à 303 M€, contre 307 M€ dans les prévisions. Les surcoûts observés sur la maintenance des concentrateurs (en raison de défaillances techniques) et de supervision du projet ont été compensés par des économies sur l'ensemble des autres postes.

Enfin, GRDF a mis à profit le déploiement de Gazpar pour le mutualiser avec d'autres interventions techniques, permettant une économie de 51 M€ supplémentaires.

Un bilan exhaustif du déploiement est présenté en annexe 2 de la présente consultation.

La CRE s'est assurée de la bonne intégration des gains Gazpar dans les trajectoires proposées par GRDF pour le tarif ATRD7

Le tarif ATRD7 s'inscrit donc dans un contexte de taux d'équipement du parc élevé et d'un ralentissement du rythme des poses. Les gains d'exploitation prévus au périmètre de l'activité de distribution de GRDF sont liés à :

- la diminution des coûts de relève liée avec la substitution de la relève à pied par la télérelève ;
- la réduction des pertes et différences diverses (PDD) en lien avec une réduction des pertes non-techniques, constituées par les consommations de clients n'ayant pas souscrit de contrat de fourniture (PCE inactifs)
- la diminution du coût des relèves spéciales liée à la fiabilisation du comptage et au coût de déplacement évité ;
- la diminution des coûts de gestion des redressements manuels de facturation liée à la diminution de leur nombre ;
- enfin, une diminution des coûts du repérage des organes de coupure individuels (dit « robinets 13.2 »), qui ont été mutualisés avec le déploiement des compteurs communicants.

En moyenne sur la période de l'ARTD7, le projet permettra de réaliser des gains sur les dépenses opérationnelles de GRDF d'environ 80 M€/an, proche du niveau prévu par le modèle d'affaires initial du projet, dont :

- les gains hors pertes, à hauteur de 57,5 M€/an (contre 60,1 M€/an prévu dans le modèle d'affaires) : les gains en termes de relève évitée (télérelève, baisse des relèves spéciales, moindres redressements) sont inférieurs au modèle d'affaire initial, principalement du fait de la baisse prévisionnelle du nombre de consommateurs.
- les gains relatifs aux pertes et différences (PDD), à hauteur de 22,5 M€/an contre 16,8 M€/an dans le modèle d'affaires : ce poste de gains repose sur une hypothèse de baisse des pertes non techniques (PNT), constituées par les consommations de clients n'ayant pas souscrit de contrat de fourniture. L'écart par rapport au modèle initial est principalement lié au prix du gaz en forte hausse.

De 2024 à 2027, les gains diminuent progressivement en lien avec la baisse tendancielle du nombre de consommateurs.

Ces gains sont à mettre en regard des coûts liés à Gazpar pour la période ATRD7, dont une première estimation figurait dans le plan d'affaires initial et qui s'établissent à environ 10,4 M€/an, répartis comme suit.

- 4,7 M€/an pour la maintenance des équipements et la supervision des systèmes techniques. L'écart de +2,7 M€/an par rapport au modèle d'affaires provient de la mise en place d'équipes de supervision non prévues initialement, de ressources dédiées à l'amélioration de la publication des données ou encore de coûts de maintenance corrective des concentrateurs plus importants ;
- 3,3 M€/an pour les coûts d'hébergement des concentrateurs et les coûts télécoms soit une économie de 3,5 M€/an (par rapport aux 6,8 M€/an estimé par le modèle d'affaires) liée à la baisse des loyers et à l'optimisation du nombre de concentrateurs ;
- 2,3 M€/an pour la supervision des SI et le pilotage du déploiement, en dessous de la trajectoire du modèle d'affaires de 5,1 M€ soit une économie de 3,8 M€/an due à un changement de SI.

Les coûts liés à la relève résiduelle des compteurs non évolués font l'objet d'un suivi spécifique et ne sont pas compris dans les gains liés à la fin de la relève à pied opérée précédemment. Retraités de ces coûts, les gains Gazpar devraient atteindre un montant annuel d'environ 66 M€/an, légèrement supérieurs aux prévisions initiales. Au global, ce sont environ 264 M€ de charges qui devraient être économisés sur la période ATRD7 de 2024 à 2027.

Question 35 : Avez-vous des observations concernant le bilan des gains Gazpar dans la période ATRD6 et l'estimation des gains sur la période ATRD7 ?

4.3.3.4 Synthèse de l'analyse préliminaire

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.

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande de GRDF est largement trop élevée, alors que GRDF prévoit une baisse importante du nombre de clients et des quantités de gaz distribués pendant le tarif ATRD7.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec GRDF dans le courant du mois de juillet 2023. GRDF a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux du consultant.

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur et sur les observations de GRDF, ainsi que sur d'autres ajustements envisagés par la CRE le cas échéant.

A ce stade, le niveau des charges nettes d'exploitation de GRDF pour le tarif ATRD7 devrait être compris entre une « borne haute » correspondant à la demande de GRDF, et une « 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.

La borne basse évolue de 1 733,4 M€ en 2024 à 1635,5 M€ en 2027, soit 1 687,4 M€ en moyenne sur la période, et la borne haute évolue de 1 894,8 M€ en 2024 à 1 875,6 M€ en 2027, soit 1 887,4 M€ en moyenne sur la période.

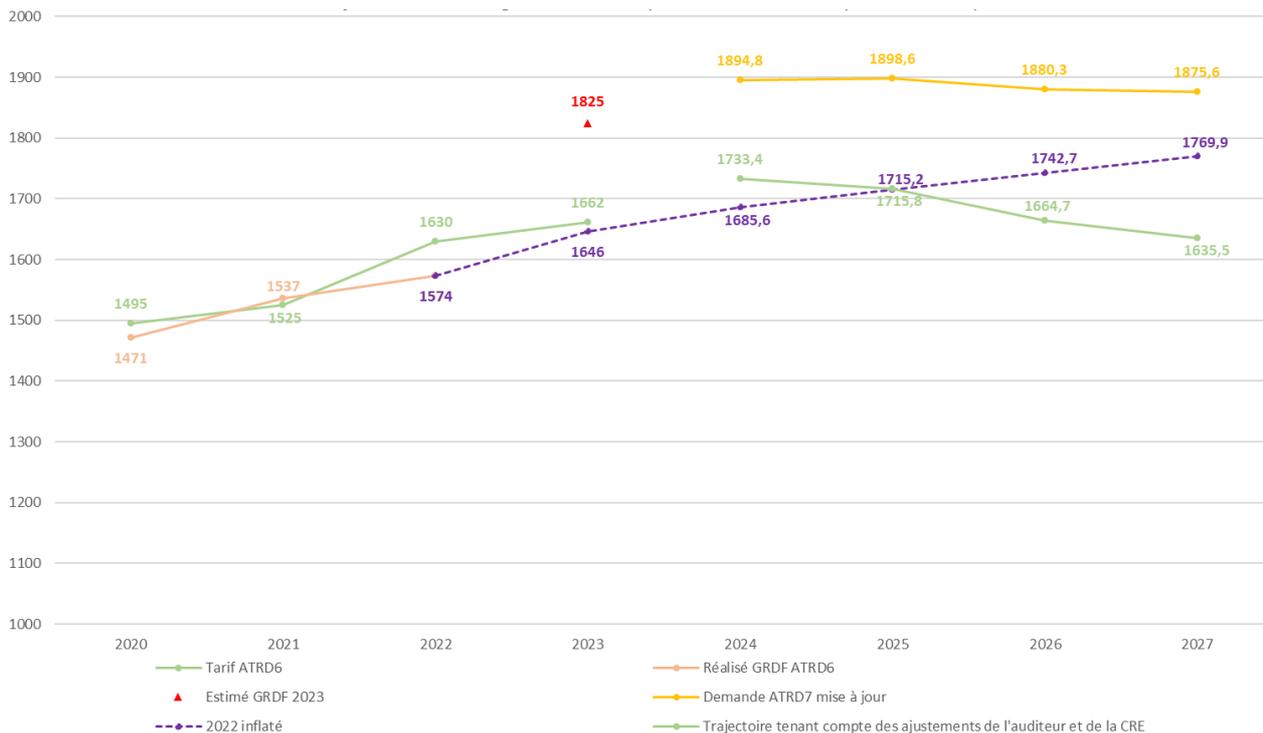


Figure 32. Trajectoire de CNE de GRDF et trajectoire envisagée par la CRE (en M€ courants)

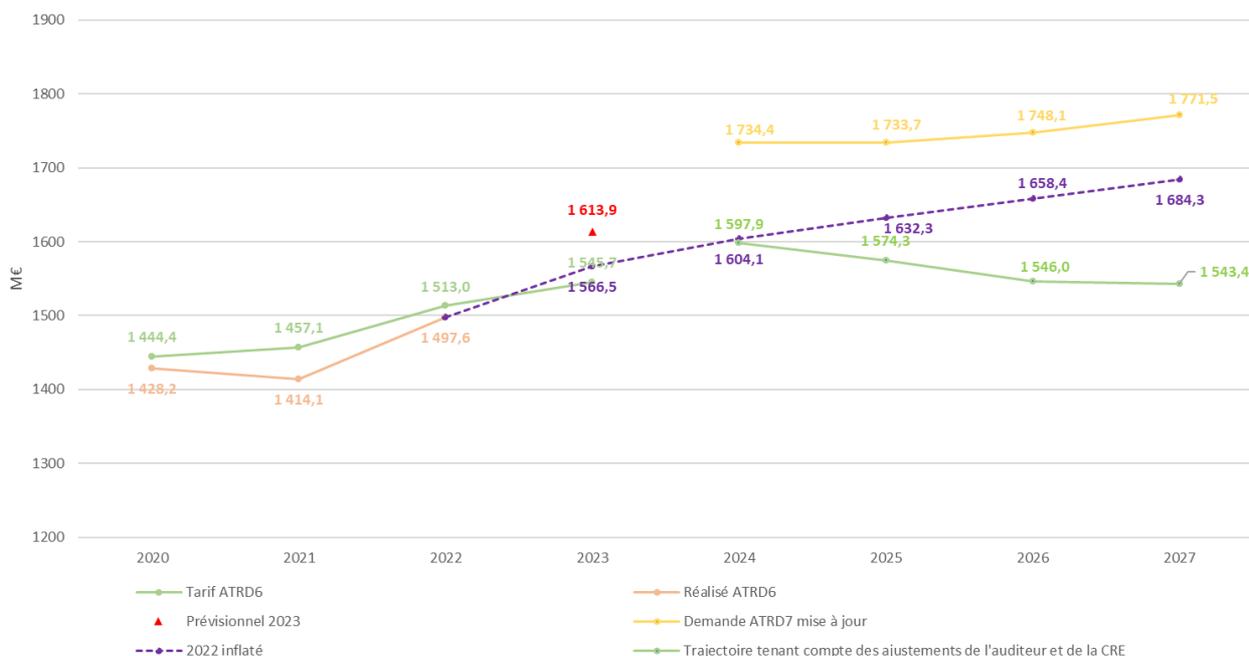


Figure 33. Trajectoire de CNE hors énergie et hors projet « Changement de gaz » de GRDF et trajectoire envisagée par la CRE (en M€ courants)

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

4.4 Coût moyen pondéré du capital

4.4.1 Demande de GRDF

La demande tarifaire de GRDF a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital de 4,65 % (réel, avant impôts), en hausse par rapport à celui du tarif ATRD6 de 4,10%). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les opérateurs d'infrastructures de gaz du groupe Engie auprès d'un consultant externe.

4.4.2 Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE

Dans le cadre des travaux de préparation du tarif ATRD7, la CRE réexamine les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du taux de rémunération des opérateurs. Dans cet objectif, elle a demandé à un consultant externe de réaliser un audit et une analyse des demandes de rémunération des deux GRT ainsi que des opérateurs de stockage et de GRDF et des conclusions de leurs conseils.

Les travaux menés par l'auditeur se sont déroulés entre mai et juillet 2023. Le rapport du consultant est publié en même temps que la présente consultation publique pour sa partie spécifique à GRDF. Après audit de la demande de GRDF, l'auditeur propose plusieurs fourchettes de CMPC en fonction des actifs auxquelles elles s'appliquent. Pour les actifs historiques, l'auditeur propose une fourchette de CMPC, nominal avant impôts, comprise entre 3,72 % et 4,14 % soit une fourchette de CMPC réel avant impôt comprise entre 2,51 % et 2,93 %. Pour les nouveaux actifs, l'auditeur propose une fourchette de CMPC, nominal avant impôts, comprise entre 5,69 % et 6,21 % soit une fourchette de CMPC réel avant impôt comprise entre 2,74 % et 4,23 %.

4.4.3 Fourchette de CMPC envisagée par la CRE

La CRE n'envisage pas de retenir pour le tarif ATRD7 la demande de CMPC de GRDF (4,65 % réel avant impôts). A ce stade, la CRE considère notamment que cette demande pondère dans une trop grande mesure l'évolution récente constatée des taux d'intérêt sur les marchés depuis la période de détermination du tarif ATRD6 et qu'elle intègre un certain nombre de nouveaux éléments dont les justifications restent non recevables à ce stade.

La CRE n'envisage pas non plus de retenir les bornes de la fourchette recommandée par l'auditeur mandaté pour auditer les demandes des opérateurs. Cette fourchette constituerait une rupture trop brutale par rapport aux méthodes et paramètres utilisés jusqu'ici par la CRE, notamment concernant le niveau du beta de l'actif.

Pour former sa fourchette, la CRE s’est fondée sur l’approche du consultant dans laquelle elle a pris en compte certaines évolutions possibles de paramètres parfois sur des fourchettes plus larges que le consultant comme la prise en compte de maturités plus longues du taux sans risque ou un niveau du beta de l’actif plus élevé.

Au global, la CRE considère que :

- le taux de long terme selon la méthode utilisée pour le tarif ATRD7 et les tarifs précédents, fondée sur l’analyse de paramètres de long terme et visant à refléter les conditions de financement des actifs historiques, pourrait s’établir entre 2,7 % à 3,8 % (réel, avant impôts) ;
- le taux de court terme, fondé sur l’analyse de paramètres de plus court terme et visant à refléter les conditions de financement de nouveaux actifs, pourrait s’établir entre 3,6 % à 5,1 % (réel, avant impôts).

Ces taux peuvent être appliqués respectivement aux anciens et nouveaux actifs ou combinés dans un taux pondéré. En retenant une hypothèse indicative de pondération de 80 % d’actifs historiques et 20 % de nouveaux actifs sur la période tarifaire, le CMPC moyen s’établirait dès lors entre 2,9 % et 4,0 % (réel, avant impôts).

En taux nominal avant impôts, les fourchettes seraient les suivantes : [3,9 % - 5,0 %] pour le taux historique, [6,1 % - 7,0 %] pour le taux court terme et [4,4 % - 5,4 %] pour le taux pondéré.

4.5 Investissements et charges de capital normatives

4.5.1 Trajectoire des dépenses d’investissements

La trajectoire de dépenses d’investissements prévue par GRDF sur la période ATRD7 est stable par rapport à la période ATRD6. Hors projet Gazpar⁴⁶, dont la phase de déploiement massif s’est achevée en 2023, les investissements de GRDF augmentent de 20 % en moyenne entre la trajectoire réalisée entre 2020 et 2022 et la période ATRD7, passant de 880 M€ par an en moyenne à 1 054,7 M€ par an en moyenne. Cette hausse est notamment due à la hausse prévisionnelle des investissements liés au développement des gaz verts et aux investissements de modification et modernisation des ouvrages.

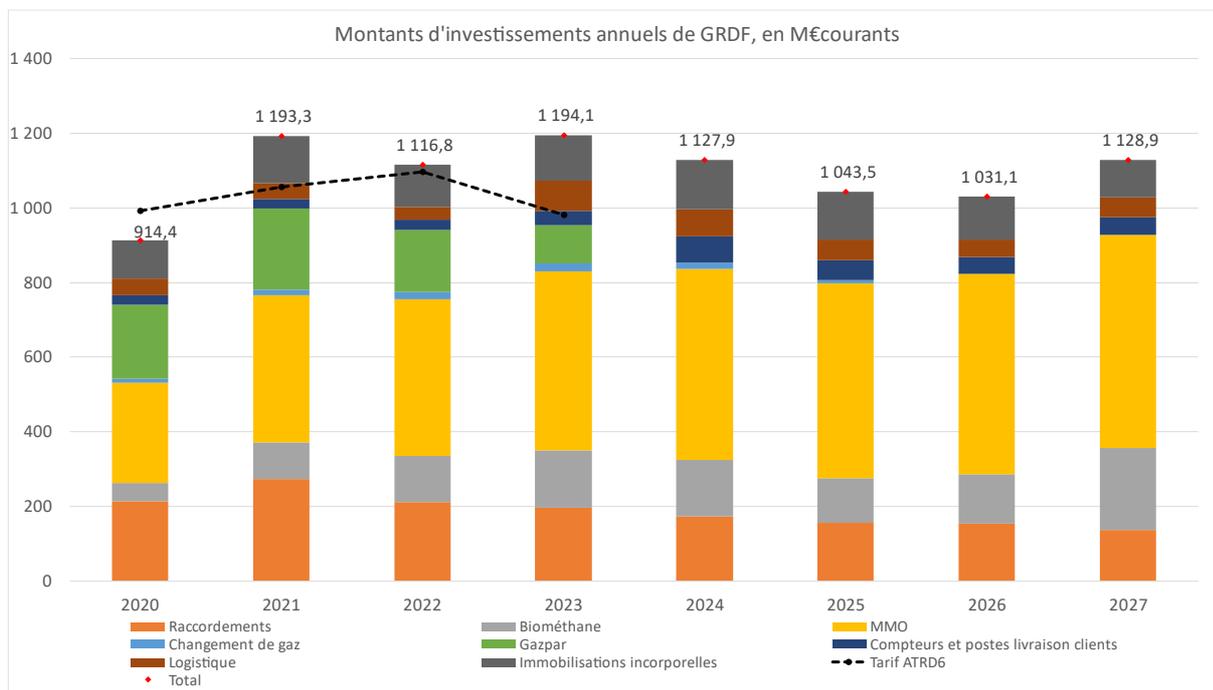


Figure 34. Montants d’investissements annuels de GRDF (en M€ courants)

⁴⁶ Les investissements spécifiques au programme Gazpar, ainsi que les investissements liés au déploiement des compteurs communicants post-déploiement massif référencés par GRDF dans la catégorie « Compteurs et postes livraison clients », sont retraités.



GRDF prévoit les dépenses d'investissements suivantes sur la période ATRD7 :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRD7	Moyenne annuelle ATRD6*
Raccordements	173,1	156,8	153,1	137,8	155,2	224,6
Biométhane	152,5	119,7	132,4	219,3	156,0	104,9
Modernisation et modification des ouvrages (MMO)	510,8	522,3	537,8	571,0	535,5	391,2
Projet « Changement de gaz »	17,2	7,3	1,5	0,8	6,7	16,0
Gazpar	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	172,0
Compteurs et postes livraison clients	70,9	54,9	43,9	46,3	54,0	29,0
Logistique (Immobilier, SI Télécom, Autres)	71,6	54,4	47,3	52,4	56,4	50,8
Immobilisation incorporelles	132,0	128,1	115,0	101,2	119,1	115,9
TOTAL	1 127,9	1 043,5	1 031,1	1 128,9	1 082,8	1 104,7

*Moyenne des programmes d'investissements réalisés 2020, 2021, 2022 et estimé 2023

En particulier, GRDF prévoit :

- la hausse des investissements liés à l'insertion de la production de biométhane dans les réseaux (+ 204 M€ sur la période, soit + 49 %), du fait du développement de la filière des gaz verts et de l'accroissement du nombre de sites en exploitation ;
- la hausse des dépenses liées à la modification et modernisation des ouvrages (+ 577 M€ sur la période, soit +37%) en raison :
 - o de la mise en œuvre d'obligations réglementaires (rajeunissement des régulateurs⁴⁷, résorption des conduites en tôle bitumée, en fonte ductile et cuivre⁴⁸...) introduites pendant la période ATRD6 ;
 - o d'investissements liés au passage vers une exploitation dynamique du réseau, *via* le déploiement de dispositifs de téléconduite par exemple ;
 - o des travaux de modernisation, *via* des renouvellements préventifs ou correctifs, dans une perspective de supervision globale des ouvrages et de gestion des risques sur le réseau de distribution ;
 - o de grands programmes requérant des déplacements d'ouvrages à la demande de tiers, notamment en Île-de-France, avec les travaux en amont des Jeux Olympiques et les chantiers associés au Grand Paris Express ;
- la poursuite des investissements sur le projet « Changement de gaz » (26,7 M€ sur la période), conformément à la planification du projet.

Ces hausses sont compensées par une baisse des dépenses prévisionnelles sur :

- le ralentissement des investissements liés au programme Gazpar : le déploiement massif s'est achevé en 2023 (688 M€ sur l'ensemble de la période ATRD6), et entre dans sa phase de déploiement diffus, avec des investissements de 112,6 M€ sur la période, soit 28,1 M€ par an en moyenne (inclus dans la catégorie « Compteurs et postes livraison clients ») ;
- les raccordements de consommateurs (-278 M€ sur la période, soit -31%), du fait d'une baisse constante du nombre de nouveaux clients tous secteurs confondus, à l'exception des stations GNV/bioGNV.

⁴⁷ Arrêté du 4 mars 2021 portant modification de l'arrêté du 23 février 2018 relatif aux règles techniques et de sécurité applicables aux installations de gaz combustible des bâtiments d'habitation individuelle ou collective, y compris les parties communes

⁴⁸ Arrêté du 6 décembre 2021 portant modification de l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations

4.5.2 Trajectoire des charges de capital

Les prévisions d'investissements présentées précédemment, associées à un coût moyen pondéré du capital de 4,65 % demandé par GRDF, aboutissent à la demande de charges de capital normatives suivante dans le dossier tarifaire de GRDF :

En M€ courants	2024	2025	2026	2027	Moyenne annuelle ATRD7
Trajectoire de BAR de GRDF (au 1 ^{er} janvier de l'année N)	17 526,1	17 841,0	18 009,0	18 140,3	17 879,0
Demande de CCN de GRDF (CMPC de 4,65 %) (au 1 ^{er} janvier de l'année N)	1 980,1	2 029,1	2 054,7	2 077,0	2 035,2

4.5.3 Analyse préliminaire de la CRE

Concernant les dépenses d'investissement

La perspective de baisse de la consommation de gaz renforce l'importance de la sélectivité et de la priorisation des investissements autour d'objectifs précis, comme la sécurité du réseau et l'intégration des gaz verts.

La CRE observe que la trajectoire proposée par GRDF (hors Gazpar) est en hausse par rapport à la période ATRD6. La hausse est supérieure à l'inflation entre les deux périodes tarifaires, principalement en raison de l'augmentation prévisionnelle des dépenses liées au biométhane, en hausse de 49 %, et des dépenses de modifications et modernisations des ouvrages, en hausse de 37 %. Les dépenses hors réseaux sont stables par rapport à la période précédente, et représentent 134 M€ par an en moyenne, soit 13 % des dépenses sur la période. Elles sont éligibles à la régulation incitative des investissements hors réseaux (cf. paragraphe 3.3.2.2).

La CRE considère à ce stade que la trajectoire proposée par GRDF semble cohérente avec les perspectives de développement des gaz verts et avec les exigences réglementaires connues pour la prochaine période, comme le rajeunissement des régulateurs et le remplacement des conduites en tôle bitumée, en fonte ductile et en cuivre. Ces dispositions sont associées à des objectifs de court terme (échéance au 1^{er} janvier 2026 pour le renouvellement des canalisations en tôle bitumée) et de long terme (échéance au 1^{er} janvier 2050 pour la fonte ductile et le cuivre, avec des objectifs intermédiaires à 2030 et 2040). A ce stade, la CRE n'envisage donc pas d'apporter de modification de la trajectoire d'investissements réseau prévue par GRDF, qui a de toute façon vocation à être couverte par le tarif à hauteur des dépenses effectivement réalisées. Les dépenses d'investissements hors réseaux feront l'objet d'une analyse spécifique de la CRE, s'appuyant sur le niveau de performance atteint pendant le tarif ATRD6 et notamment en 2022.

La trajectoire d'investissements proposée par GRDF reste à un niveau élevé. La CRE considère que dans le contexte de la baisse structurelle de la consommation de gaz, les dépenses d'investissement des opérateurs doivent être maîtrisées : elle envisage ainsi d'adopter un cadre de régulation dédié pour la période ATRD7 (cf. partie 3.3.2.3).

Concernant les charges de capital normatives

Comme indiqué dans la partie 4.4.3, la CRE envisage à ce stade de retenir une valeur de CMPC qui pourrait être comprise entre 2,9 % (réel, avant impôts) et 4,0 % (réel, avant impôts) pour rémunérer la base d'actifs régulés de GRDF, soit 4,4 % (nominal, avant impôts) et 5,4 % (nominal, avant impôts).

En outre, comme présenté dans la partie 3.6, la CRE envisage de modifier le cadre de régulation tarifaire afin de limiter le risque d'une hausse trop importante du coût unitaire d'acheminement pour les utilisateurs futurs du réseau, en mettant fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation, en mettant en œuvre un amortissement dégressif des actifs des opérateurs ou en réduisant certaines durées d'amortissement. Toutes choses égales par ailleurs, ces modifications du cadre tarifaire entraîneraient une hausse des charges de capital des opérateurs au moment de leur mise en œuvre.

En synthèse, la CRE considère à ce stade que le niveau des charges de capital normatives des opérateurs pourrait être compris entre :

- une « borne basse », intégrant une rémunération de la base d'actif au CMPC le plus bas envisagé par la CRE (soit 2,9 % réel, avant impôts), sans modification du cadre de régulation ;
- une « borne haute », prenant en compte une des évolutions du cadre tarifaire envisagées (la fin de l'indexation de la BAR sur l'inflation, à titre illustratif) et intégrant une rémunération de la base d'actif au CMPC le plus haut envisagé par la CRE (soit 5,4 % nominal, avant impôts).

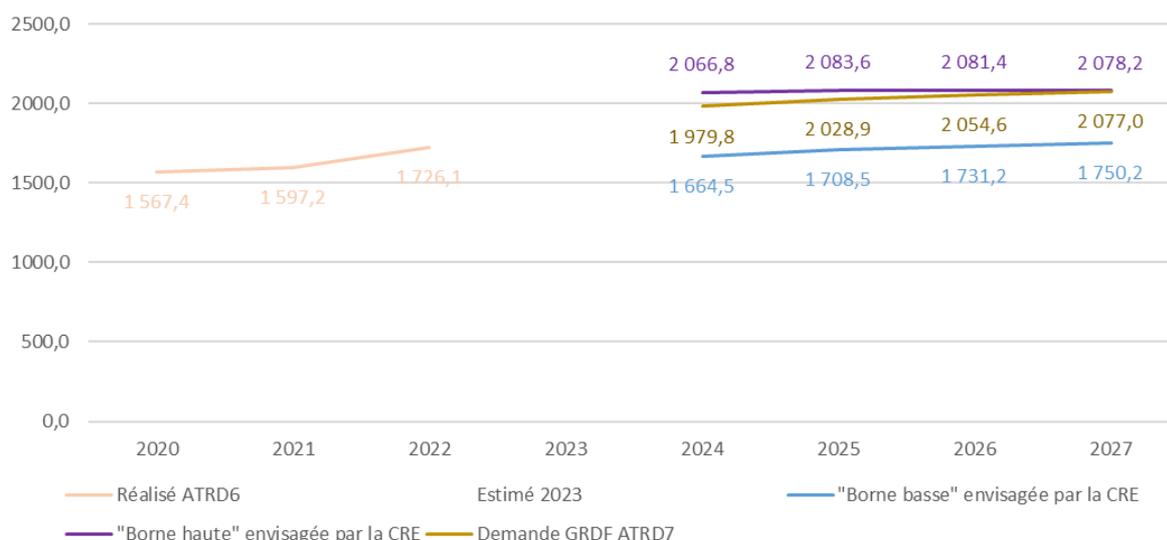


Figure 35. Trajectoires de charges de capital normatives de GRDF (en M€ courants)

Les trajectoires de BAR correspondantes sont présentées ci-dessous (pour la borne basse, la désindexation de la BAR s'appliquerait dès le 1^{er} janvier 2024):

En M€ courants	2024	2025	2026	2027
BAR GRDF - borne basse (au 1 ^{er} janvier de l'année N)	17 115	17 147	17 076	16 989
BAR GRDF - borne haute (au 1 ^{er} janvier de l'année N)	17 526	17 841	18 009	18 140

4.6 CRCP prévisionnel au 31 décembre 2023

Le solde global du CRCP en fin de période ATRD6 sera calculé avant la clôture définitive des comptes annuels 2023. Il est égal au montant du CRCP au titre de l'année écoulée, sur la base de la meilleure estimation des charges et recettes annuelles (dit CRCP estimé), auquel s'ajoute, le cas échéant, le solde du CRCP non apuré au titre des années 2020 à 2022.

Dans son dossier tarifaire, GRDF a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2023 à + 739,7 M€ à restituer à l'opérateur⁴⁹. Ce solde est la somme des éléments suivants :

- le reliquat de CRCP antérieur actualisé, soit + 395,7 M€⁵⁰, essentiellement dû à l'année 2022 ;
- le CRCP estimé pour 2023, soit + 344,0 M€.

Le CRCP estimé pour 2023 de GRDF se compose principalement :

- de recettes au titre des termes tarifaires inférieures aux recettes prévisionnelles (+ 54,0 M€), en particulier les recettes proportionnelles aux volumes acheminés, du fait des efforts de sobriété constatés depuis la crise de l'énergie ;
- de coûts associés aux pertes et différences diverses (PDD) plus élevés que les coûts prévisionnels (+ 106,9 M€), les prix d'achat du gaz sur les premiers mois de 2023 ayant été très élevés ;
- de charges de capital (+ 99,3 M€) et des charges nettes d'exploitation (+83,8 M€) plus élevées, du fait d'un taux d'inflation attendu (+ 12,1 % en cumul depuis 2019) plus élevé que la prévision tarifaire (+ 6,8 % en cumul depuis 2019) ;

Le CRCP au 31 décembre 2023 estimé par la CRE s'élève à ce stade à + 699,4 M€. En application des règles du tarif ATRD6, cette somme sera restituée à l'opérateur pendant le tarif ATRD7, sous forme d'une annuité constante étalée les 4 ans de la période tarifaire, avec une actualisation au taux sans risque. Ce solde est la somme des éléments suivants :

⁴⁹ Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur

⁵⁰ Ce solde de CRCP est dû notamment au plafonnement de l'évolution tarifaire. Le solde définitif du CRCP au 31 décembre n'avait pas été fixé par la CRE au moment de l'établissement du dossier tarifaire de GRDF ce qui explique qu'il puisse exister une différence avec le solde de 393,6 M€ pris par la CRE.



- le reliquat de CRCP antérieur actualisé (soit + 393,6 M€, conformément à la délibération n° 2023-123⁵¹) ;
- le CRCP estimé par la CRE pour 2023 (soit + 305,9 M€). L'écart entre la demande de GRDF et le niveau retenu à ce stade par la CRE (- 40,3 M€) s'explique principalement par :
 - o la non prise en compte, pour le calcul des charges de PDD, de la revente à moindre coût du surplus d'achat de gaz acheté les premiers mois de 2023. La CRE considère qu'il n'est pas certain que le surplus de gaz que GRDF estime avoir acheté sur les premiers mois de l'année 2023 soit revendu moins cher via les CED (- 17,7 M€) ;
 - o la non-prise en compte des estimations de GRDF pour les charges du projet changement de gaz pour l'année 2023. La CRE fixe la trajectoire des charges relatives au changement de gaz au niveau du montant de référence pour l'année 2023 (- 12,1 M€, voir le cadre du projet « Changement de gaz » en paragraphe 3.8.2) ;
 - o la prise en compte pour les charges de capital de l'inflation du 1^{er} juillet 2022 au 1^{er} juillet 2023⁵², soit 4,2 % au lieu de la valeur prévisionnelle 2023 transmise par la CRE à GRDF, soit 4,6 % (- 6,7 M€) ;
 - o la prise en compte de la mise à jour des impayés demandée par GRDF (+ 8,0 M€) ;
 - o une différence sur les recettes hors abonnement (-4,2 M€) ;
 - o la prise en compte de recettes au titre des pénalités perçues pour dépassement de capacités souscrites par les consommateurs T4 et TP au niveau de la moyenne 2020-2022 (-1,7M€).

La CRE retiendra pour le CRCP de sortie du tarif ATRD6, utilisé pour fixer la trajectoire ATRD7, la vision la plus actualisée des différentes charges et recettes.

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

4.7 Charges à couvrir prévisionnelles

4.7.1 Demande de GRDF

La demande mise à jour de GRDF aboutit à une évolution de charges à couvrir de + 19,3 % en 2024 par rapport à 2023, suivie d'une évolution annuelle moyenne égale à l'inflation - 1,0 % entre 2024 et 2027.

En M€ courants	2023	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation		1 894,8	1 898,6	1 880,3	1 875,6
Charges de capital normatives		1 980,1	2 029,1	2 054,7	2 077,0
Apurement CRCP		216,4	216,4	216,4	216,4
Charges à couvrir demandées	3 429,0	4 091,3	4 144,1	4 151,4	4 169,0
Évolution annuelle		+ 19,3%	+ 1,3%	+ 0,2%	+ 0,4%

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

4.7.2 Scénario illustratif pour les grilles tarifaires

A ce stade, la CRE dispose des éléments d'analyse fournis dans les rapports d'audit sur les charges d'exploitation de GRDF et sur le taux de rémunération de son capital.

Dans les tableaux suivants, la CRE présente un revenu autorisé illustratif, en retenant les valeurs centrales des bornes hautes et basses qu'elle a présentées précédemment s'agissant des charges nettes d'exploitation et des charges de capital normatives, ainsi qu'un apurement du CRCP estimé en fin d'ATRD6 lissé sur toute la période.

⁵¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2023-123 du 10 mai 2023 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1er juillet 2023

⁵² Indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852)

En M€ courants	2023	2024	2025	2026	2027
Charges nettes d'exploitation		1 814,1	1 807,2	1 772,5	1 755,6
Charges de capital normatives		1 865,6	1 896,1	1 906,3	1 914,2
Apurement CRCP		185,6	185,6	185,6	185,6
Charges à couvrir illustratives	3 429,0	3 865,4	3 889,0	3 864,4	3 885,4
Évolution annuelle		+ 12,7%	+ 0,6%	- 0,6%	- 0,2%

Ce scénario illustratif conduit à une évolution des charges à couvrir de + 12,7 % en 2024 par rapport à 2023, suivie d'une évolution annuelle moyenne égale à l'inflation - 1,7%, soit - 0,1 % entre 2024 et 2027.

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

4.8 Hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis

4.8.1 Evolutions constatées sur la période ATRD6

Le tarif ATRD6 prévoyait, sur la période 2020-2023, une baisse de la consommation de gaz moyenne de 0,40 % par an⁵³ et un nombre de consommateurs stable, avec une évolution moyenne de - 0,01 % par an.

Sur la période 2020-2023, le nombre de consommateurs réellement raccordés a évolué en moyenne de - 0,54 % par an. Les quantités de gaz naturel effectivement acheminées, à climat moyen, ont évolué en moyenne de - 2,26 % par an.

		2020		2021		2022		2023	
		Prév. ATRD6	Réalisé	Prév. ATRD6	Réalisé	Prév. ATRD6	Réalisé	Prév. ATRD6	Estimé
Nombre de consommateurs		11 168 861	11 159 403	11 181 048	11 165 557	11 178 841	11 109 251	11 164 042	10 980 453
Consommation (GWh)	à climat moyen	281 801	276 248	279 780	276 753	279 172	258 201	278 401	257 947
	à climat réel		256 915		287 490		240 833		

La période ATRD6 a été marquée par plusieurs événements ayant eu un effet sur les trajectoires de consommation et de consommateurs :

- la crise sanitaire de 2020, qui s'est principalement traduite par une baisse ponctuelle des consommations de gaz au cours du premier semestre de 2020 (environ -6 TWh sur les consommations corrigées du climat) ;
- l'entrée en vigueur de la réglementation environnementale 2020 (« RE 2020 ») au 1^{er} janvier 2022, avec des seuils maximum d'émissions des installations défavorables au raccordement de nouveaux clients au gaz naturel. Elle concerne dans un premier temps la maison individuelle, pour tous les nouveaux permis de construire à compter du 1^{er} janvier 2022, avant de s'étendre aux chaufferies collectives sur la période ATRD7. Bien que le secteur de la construction neuve présente un effet d'inertie important, les effets de cette nouvelle réglementation deviennent perceptibles à la fin de la période ATRD6 ;
- concernant les professionnels, la mise en œuvre du décret tertiaire⁵⁴ exige des efforts d'efficacité énergétique importants pour les clients raccordés au gaz, les incitant dans certains cas à l'électrification des usages lorsque c'est possible. Des mécanismes incitatifs d'aides à la conversion concernent également les clients industriels. Ces dispositifs réglementaires et financiers commencent à se traduire sur le solde de clients professionnels depuis l'année 2022 ;
- depuis début 2022, la crise gazière a un impact majeur sur les consommations de gaz. D'une part, les professionnels et les industriels sont directement touchés par la hausse des prix du gaz, les conduisant à réduire autant que possible leurs consommations, voire dans certains cas à suspendre leurs process

⁵³ Le calcul des évolutions par rapport à l'année 2020 ne tient pas compte du retraitement de l'année 2020 qui est bissextile.

⁵⁴ Décret n° 2019-771 du 23 juillet 2019 relatif aux obligations d'actions de réduction de la consommation d'énergie finale dans des bâtiments à usage tertiaire

industriels. A cela s'ajoutent de plus en plus de cas de bascules d'industriels raccordés au réseau de gaz vers une autre énergie, dans une logique d'arbitrage économique, lorsque leur process est compatible. D'autre part, bien que protégés par le bouclier tarifaire, les clients résidentiels ont été largement incités par les pouvoirs publics à engager des efforts de sobriété afin de réduire leurs consommations d'énergie.

GRDF prévoit une poursuite de ces effets en 2023, et la CRE n'a pas d'objection sur cette hypothèse.

4.8.2 Evolutions prévues par GRDF sur la période tarifaire ATRD7

GRDF estime, sur la période 2024-2027, que la baisse de la consommation va se poursuivre à un rythme de de - 2,38 % par an en moyenne⁵⁵ et que le nombre de consommateurs baissera également de -1,80 % par an en moyenne.

Les perspectives d'évolution que GRDF propose de retenir comme référence pour la période ATRD7 sont les suivantes :

	2024	2025	2026	2027
Nombre de consommateurs	10 830 218	10 657 322	10 465 862	10 254 863
Évolution N/N-1		-1,60 %	-1,80 %	-2,02 %
Consommation (GWh)	247 168	241 044	236 032	229 925
Évolution N/N-1		-2,48 %	-2,08 %	-2,59 %

Ces prévisions de consommation tiennent compte du changement du modèle de correction climatique, lié à la mise à jour de la référence climatique réalisée par Météo France en 2021, qui a un impact de -6 TWh/an sur la consommation prévisionnelle pendant le tarif ATRD7.

GRDF décompose les principaux effets de variation du nombre de consommateurs par secteurs (résidentiel, tertiaire, industries, GNV) sur la base d'hypothèses concernant les nouveaux raccordements, l'abandon du gaz, les gains d'efficacité énergétique et l'effet du prix de l'énergie.

GRDF prévoit une baisse très forte entre 2022 et 2027 du nombre de nouveaux raccordements dans le résidentiel (-65%) et dans le tertiaire (-48 %) en conséquence de l'application de la RE 2020 et du décret tertiaire. GRDF prévoit également un prolongement de la tendance du nombre d'abandons du gaz dans le résidentiel, qui s'est accélérée ces dernières années (113 000 clients en 2020, 212 000 clients en 2022, 241 000 clients estimés en 2027). GRDF considère que l'abandon du gaz dans le secteur tertiaire va également s'accélérer dans les locaux qui ne pourront pas respecter le critère de réduction des consommations d'énergie finale en 2030 prévu par le décret sans investissement important.

GRDF a également estimé des gains d'efficacité énergétique et l'effet des prix de l'énergie pour les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel :

- Sur les hypothèses de consommation unitaire par secteur, GRDF procède à l'estimation de différents effets :
 - o différents degrés de rénovation énergétique du bâti et croissance du nombre d'opérations annuelles de rénovation énergétique dans le secteur résidentiel (dont l'effet cumulé s'élève entre - 0,3 TWh/an à -0,5 TWh/an au cours de la période ATRD7) ;
 - o rénovation énergétique et pénétration croissante de la PAC hybride dans le secteur tertiaire (dont l'effet total est estimé à -0,7 TWh/an sur la période) ;
 - o électrification du secteur industriel : dans ce secteur, selon GRDF, la consommation annuelle pourrait baisser de 1,5 TWh/an du fait des efforts d'efficacité énergétique et de l'évolution de la production industrielle en France à l'horizon 2027.
- Sur les hypothèses de prix de l'énergie, GRDF estime que dans l'hypothèse d'un retour à un prix du gaz autour de 20 €/MWh, c'est-à-dire le retour à un marché fluide pré-crise de l'énergie, la consommation résidentielle pourrait rebondir de 3 % ; dans le tertiaire, cet effet rebond atteindrait 4 %, et 6 % dans le secteur industriel.

4.8.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que les hypothèses tendanciennes retenues par GRDF dans le cadre de sa demande sont cohérentes avec le contexte et les évolutions de la réglementation, notamment en ce qui concerne les prévisions de

⁵⁵ Le calcul des évolutions par rapport à l'année 2024 ne tient pas compte du retraitement de l'année 2024 qui est bissextile.

baisse de la consommation et de réduction du nombre de nouveaux raccordements. En revanche, la CRE considère que les volumes d'abandon du gaz anticipés par GRDF sont élevés par rapport aux dernières données réalisées. En effet, les perspectives d'abandon du gaz de GRDF pour la période ATRD7 sont supérieures à celles constatées en 2022, dont le contexte économique et géopolitique a été particulièrement averse à la consommation de gaz, et estimées en 2023. La CRE envisage en conséquence de limiter les abandons au niveau estimé de 2023, dont une partie est réalisée.

Les perspectives d'évolution que la CRE envisage de retenir, à ce stade, comme référence pour la période ATRD7 sont les suivantes :

	2024	2025	2026	2027
Nombre de consommateurs	10 839 147	10 683 303	10 519 324	10 344 768
Évolution N/N-1		-1,44 %	-1,53 %	-1,66 %
Consommation (GWh)	247 511	242 041	237 944	232 831
Évolution N/N-1		-2,21 %	-1,69 %	-2,15 %

Sur la période 2024-2027, cette trajectoire correspond à une évolution moyenne de la consommation de -2,02 % par an et à une évolution moyenne du nombre de consommateurs de -1,54 % par an. Ce scénario se situe entre le scénario S3 de l'ADEME (baisse de consommation de -2,69 %/an) et le scénario des gestionnaires de réseaux (baisse de consommation de -1,67 %/an) utilisés dans l'étude sur l'avenir des infrastructures gazières de la CRE⁵⁶.

Par rapport à la trajectoire proposée par GRDF, l'écart est en moyenne de 1% sur l'ensemble de la période tarifaire.

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

4.9 Revenu autorisé lissé

Pour calculer l'évolution tarifaire au 1^{er} juillet 2024 et à chaque évolution annuelle, la CRE envisage de lisser l'évolution du revenu autorisé prévisionnel des opérateurs comme elle l'a fait dans les tarifs précédents. Ce lissage n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par GRDF au global sur la durée du tarif mais évite les évolutions importantes dans des sens opposés d'une année sur l'autre.

4.9.1 Demande de GRDF

GRDF demande que le tarif évolue avec une première marche tarifaire au 1^{er} juillet 2024, puis en suivant le niveau de l'inflation. La demande de GRDF conduirait à une hausse du tarif de + 41,3 % au 1^{er} juillet 2024, puis à une évolution selon l'inflation, soit + 1,8 % en 2025, + 1,6 % en 2026, + 1,6 % en 2027.

Ainsi, la demande de revenu autorisé de GRDF lissée sur la période serait la suivante :

En M€ courants	2023	2024	2025	2026	2027
Charges à couvrir		4 091,3	4 144,1	4 151,4	4 169,0
Terme de lissage		-398,4	+ 182,3	+ 158,0	+ 101,1
Revenu autorisé lissé	3 429,0	3 692,9	4 326,4	4 309,4	4 270,2

4.9.2 Analyse préliminaire de la CRE

Dans le cadre du scénario illustratif élaboré pour la présente consultation publique et présenté au paragraphe 4.7.2, plusieurs méthodes de hausse initiale et d'évolutions annuelles ultérieures sont possibles. De manière générale, un lissage des évolutions annuelles est nécessaire pour éviter des évolutions importantes du tarif dans des sens opposés d'une année sur l'autre. Ce lissage du revenu autorisé n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par GRDF au global sur la durée du tarif.

A ce stade, la CRE envisage de retenir un lissage simple de forme « $Z = IPC + X + k$ », avec un X fixé à 0, c'est-à-dire d'une évolution de type « marche initiale » suivie d'une évolution annuelle à l'inflation. Il s'agit de la méthode proposée par GRDF.

⁵⁶ Rapport de la CRE : Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone

Les tableaux présentés ci-après sont construits sur la base de la grille tarifaire applicable du 1^{er} juillet 2023 au 30 juin 2024, et du niveau de charges à couvrir illustratif :

En M€ courants	2023	2024	2025	2026	2027
Charges à couvrir illustratives		3 865,4	3 889,0	3 864,4	3 855,4
Terme de lissage ATRD7		-330,0	+ 104,5	+ 127,7	+ 117,8
Revenu autorisé lissé	3 429,0	3 535,3	3 993,5	3 992,1	3 973,2

Sur la base de ce scénario illustratif, l'évolution de la grille tarifaire serait de :

- +30,0 % au 1^{er} juillet 2024 ;
- suivi d'une évolution annuelle égale à l'inflation constatée, soit une prévision de + 1,8 % en 2025, + 1,6 % en 2026, + 1,6 % en 2027.

Une alternative à ce lissage pourrait être de retenir un lissage de forme « $Z = IPC + X + k$ » avec un coefficient X qui correspondrait à l'effet de la baisse annuelle moyenne de la consommation et du nombre de consommateurs pendant le tarif ATRD7. Le coefficient X serait égal à +1,9%. Les évolutions tarifaires en résultant seraient de :

- +27,0 % au 1^{er} juillet 2024 ;
- suivi d'une évolution annuelle égale à l'inflation constatée + 1,9%, soit une prévision de + 3,7 % en 2025, + 3,5 % en 2026, + 3,5 % en 2027.

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

4.10 Evolution du terme R_f

La délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017⁵⁷ a augmenté la part fixe (abonnement) à hauteur d'un montant moyen R_f pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour rémunérer la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD à compter du 1^{er} janvier 2018.

La délibération susmentionnée prévoit, pour les options tarifaires T1 et T2 et pour les points de livraison sans compteurs individuels, une révision du terme R_f le 1^{er} juillet de chaque année, à l'occasion de l'évolution annuelle des tarifs ATRD. La CRE a considéré qu'il était pertinent, à titre transitoire et jusqu'au 30 juin 2022, de différencier la contrepartie financière prise en compte, selon qu'elle est versée au titre de la gestion des clients au TRV ou des clients en offre de marché. Les coûts de gestion des clients au TRV et des clients en offre de marché se sont donc égalisés depuis le 1^{er} juillet 2022 pour une valeur de 8,10 €₂₀₂₂. Par la suite, les TRV ont pris fin au 30 juin 2023 rendant inutile cette différenciation.

De plus, la délibération ATRD6 du 23 janvier 2020 a introduit une indexation sur l'inflation effectivement constatée et cumulée entre 2018 et l'année précédant la mise à jour tarifaire des montants définis par la délibération n° 2017-238. Pour la période ATRD7, la CRE envisage à nouveau d'introduire une indexation effectivement constatée et cumulée entre 2018 et l'année précédant la mise à jour tarifaire des montants définis par la délibération n° 2017-238.

A cet égard, le montant du terme R_f serait :

- pour les options tarifaires T3, T4 et TP, le terme est de 102,96 € par an du 1^{er} juillet 2024 au 30 juin 2025 ;
- pour les options tarifaires T1 et T2 et pour les points de livraison sans compteurs individuels, le montant du terme R_f, pour la période du 1^{er} juillet 2024 au 30 juin 2025 s'établit à 9,12 €.

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

⁵⁷ Délibération de la CRE n° 2017-238 du 27 octobre 2017 portant modification des délibérations de la CRE du 25 avril 2013, du 22 mai 2014 et du 10 mars 2016 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel

5. STRUCTURE TARIFAIRE

5.1 Bilan de la période ATRD6

5.1.1 Rappel du fonctionnement de la structure tarifaire du réseau de distribution

Environ 11,6 millions de consommateurs sont raccordés aux réseaux de distribution de gaz naturel. Ils sont alimentés par 25 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel, de tailles très inégales. Avec 200 000 kilomètres de réseaux, GRDF distribue 96 % des quantités de gaz naturel distribuées et achemine le gaz naturel sur la majorité du territoire français.

Ce réseau est majoritairement alimenté en moyenne pression, allant jusqu'à 4 bar de pression.

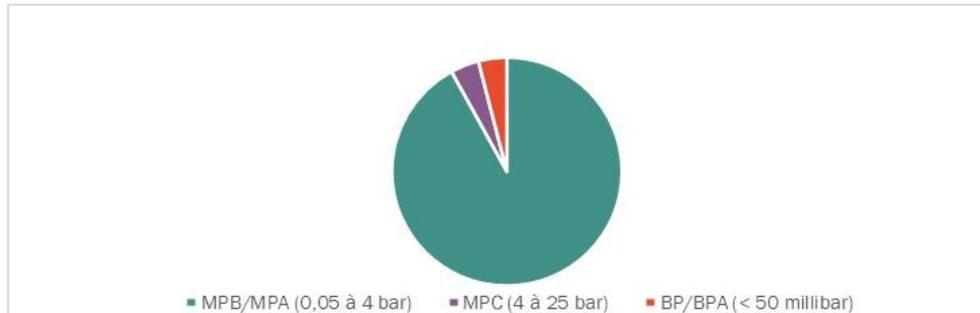


Figure 36. Répartition du réseau de GRDF en niveaux de pression

La structure des tarifs de distribution de gaz est commune à tous les GRD : ainsi, l'ensemble des tarifs péréqués des ELD et des tarifs non péréqués est exprimé sous la forme de la grille ATRD de GRDF à laquelle est appliqué un coefficient de niveau multiplicatif. Ces modalités permettent simplicité et comparabilité.

Le portefeuille clients est segmenté en 4 options tarifaires principales :

- trois options T1, T2, T3, de type binôme, comprenant chacune un abonnement et un terme proportionnel aux quantités livrées :
 - o T1 : consommation annuelle de 0 à 4 000 kWh (environ 3,2 millions de consommateurs pour 11,8 % du revenu autorisé de GRDF). Elle correspond en théorie à un usage eau chaude sanitaire - cuisson ;
 - o T2 : consommation annuelle de 4 000 à 300 000 kWh (environ 7,8 millions de consommateurs pour 65,6 % du revenu autorisé de GRDF). Elle correspond en théorie à un usage chauffage ;
 - o T3 : consommation annuelle de 300 000 à 5 000 000 kWh (environ 98 000 consommateurs pour 17,6 % du revenu autorisé de GRDF) Elle correspond en théorie à un usage de chauffage collectif, ou à des consommations du secteur tertiaire ou petite industrie ;
- une option T4 de type trinôme, comprenant un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées, dimensionnée pour les consommateurs ayant une consommation annuelle supérieure à 5 000 000 kWh (environ 2 700 consommateurs pour 5 % du revenu autorisé de GRDF). Cette option correspond à des gros consommateurs, des secteurs tertiaire ou industriel.

Une option tarifaire spéciale dite « tarif de proximité » (TP), de type trinôme (distance au réseau de transport, capacité et abonnement annuel), a été prévue pour les grands consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution. Le terme proportionnel à la distance est affecté d'un coefficient multiplicateur dépendant de la densité de population de la commune d'implantation du point de livraison concerné. Une cinquantaine de consommateurs bénéficient aujourd'hui de cette option.

Pour un point de livraison donné, le choix de l'option tarifaire est laissé au fournisseur pour le compte du consommateur concerné. Le tarif s'applique par point de livraison.

Enfin, un mécanisme de pénalisation des dépassements de capacité souscrite existe pour les options tarifaires T4 et TP.

Pour les consommateurs ne disposant pas de compteur individuel (soit environ 150 000 consommateurs), les modalités de facturation sont les suivantes :

- pour l'ensemble des consommateurs finals d'un immeuble ou d'un groupement de logements ne disposant pas de compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif et ayant souscrit collectivement un

contrat de fourniture, un abonnement égal à celui de l'option T1 est facturé, appliqué au nombre de logements alimentés en gaz, et une part proportionnelle égale à celle de l'option tarifaire T1 est appliquée à la consommation de gaz mesurée par le compteur collectif ;

- pour un consommateur ne disposant pas de compteur individuel ou collectif, un forfait évalué sur la base d'une consommation annuelle de 660 kWh, est appliqué.

Option tarifaire	T1	T2	T3	T4	TP
Nombre de consommateurs à fin 2022	3,2 millions	7,8 millions	98 000	2 700	33
Type d'usage « théorique »	Cuisson et/ou ECS	Chauffage individuel	Chauffage collectif + petit tertiaire	Gros tertiaire ou industriel	
Seuil de consommation annuelle théorique	< 4 MWh	Entre 4 et 300 MWh	Entre 300 et 5 000 MWh	Supérieure à 5 000 MWh	sans objet
% des quantités acheminées	Environ 2 %	Environ 48 %	Environ 30 %	Environ 20 %	
Profil de consommation théorique	P011	P012	P013 à P019		
% du revenu autorisé	11,8 %	65,6 %	17,6 %	5,0 %	

Figure 37. Synthèse du parc de consommateurs de GRDF

Le système de profilage des consommations, défini dans le cadre du Groupe de Travail Gaz (GTG), est composé de neuf profils adaptés aux différentes typologies de consommation des utilisateurs. Deux profils de consommation sont associés spécifiquement aux consommateurs à relevé semestriel, ou équipés d'un compteur communicant et dont le relevé était initialement semestriel, et sont attribués automatiquement en fonction de la consommation annuelle de référence (CAR) du PCE⁵⁸ :

- le profil dit « P011 » pour les consommateurs à relevé semestriel ou avec compteur communicant dont la CAR est inférieure à 4 MWh par an ;
- le profil dit « P012 » pour les consommateurs à relevé semestriel ou avec compteur communicant dont la CAR est comprise entre 4 et 300 MWh par an.

Pour les PCE des options T3 et T4, qui sont relevés mensuellement ou quotidiennement, un profil de consommation est attribué sur la base de la part de la consommation en hiver (PH), de novembre à mars⁵⁹ par rapport à la consommation annuelle totale.

Enfin, depuis l'entrée en vigueur du premier tarif ATRD, les termes des options tarifaires sont définis pour assurer une continuité aux seuils de consommation séparant chacune des options tarifaires. Ce principe de continuité aux seuils a pour but d'éviter les décrochages de niveau entre options tarifaires et d'inciter les fournisseurs à choisir l'option tarifaire la mieux adaptée au niveau de consommation de l'utilisateur. Depuis le tarif ATRD6, la continuité au seuil est calculée sans prise en compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA). Par exemple, au seuil T1/T2 :

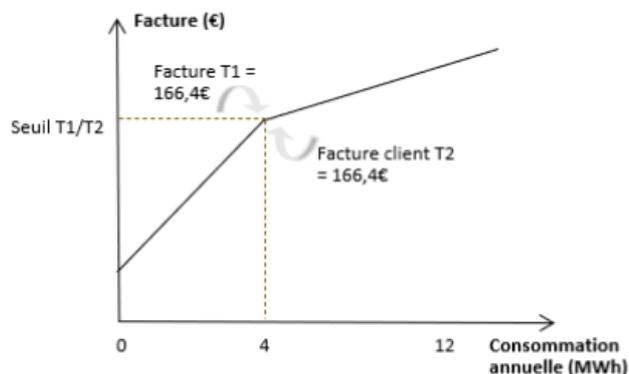


Figure 38. Illustration de la continuité au seuil T1-T2

⁵⁸ PCE : point de comptage et d'estimation.

⁵⁹ P013 si PH ≤ 39 % ; P014 si 39 % < PH ≤ 50 % ; P015 si 50 % < PH ≤ 58 % ; P016 si 58 % < PH ≤ 69 % ; P017 si 69 % < PH ≤ 75 % ; P018 si 75 % < PH ≤ 81 % ; P019 si PH > 81 %.

5.1.2 Grille tarifaire en vigueur

Pour rappel, la grille tarifaire de GRDF en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2023, hors terme R_r, est la suivante :

Options tarifaires principales :

Option tarifaire	Abonnement annuel hors R _f (en €/an)	Prix proportionnel (en €/MWh)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	
			Part de la souscription de capacité inférieure à 500 MWh/j	Part de la souscription de capacité supérieure à 500 MWh/j
T1	33,48	33,23		
T2	130,68	8,93		
T3	884,52	6,42		
T4	15 971,16	0,87	213,00	106,44

Option « tarif de proximité » (TP) :

Option tarifaire	Abonnement hors R _f (€/an)	Terme de souscription capa. J (€/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre/an)
TP	38 164,56	106,20	69,72

Un coefficient multiplicateur est appliqué au terme annuel à la distance. Il est égal à :

- 1, si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km² ;
- 1,75, si la densité de population de la commune est comprise entre 400 habitants par km² et 4 000 habitants par km² ;
- 3, si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km².

Consommateurs sans compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif : voir mentionné supra.

Consommateurs sans compteur individuel ni compteur collectif :

Pour les consommateurs finals ne disposant pas de compteur individuel ou collectif associé à un contrat de fourniture collectif, le tarif applicable est un forfait annuel de 64,20 €, incluant 8,76 € au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle, soit 55,44 € hors terme R_r.

Lorsqu'un relevé des consommations de gaz comporte simultanément des consommations payables aux anciens et aux nouveaux tarifs, une répartition proportionnelle au nombre de jours de chaque période est effectuée.

Producteurs de biométhane :

Le terme tarifaire d'injection de biométhane introduit dans le tarif ATRD6 est fondé sur la définition de trois niveaux de terme d'injection applicable chacun à une zone du territoire, afin de différencier le montant payé par les producteurs en fonction des coûts engendrés par leur choix de localisation, dont les niveaux sont les suivants :

Niveau	Terme tarifaire d'injection (€/MWh)
Niveau 3	0,7
Niveau 2	0,4
Niveau 1	0

Enfin, pour l'acheminement sur le réseau de distribution, les consommateurs des options T4 et TP peuvent souscrire de la capacité journalière pour une durée annuelle, mensuelle ou quotidienne.

Le terme de souscription mensuelle de capacité journalière est égal au terme de souscription annuelle de capacité journalière correspondant au niveau de capacité annuelle souscrit, multiplié par les coefficients suivants :

Mois considéré	Terme mensuel en proportion du terme annuel
Décembre - Janvier - Février	4/12 du terme annuel
Mars - Novembre	2/12 du terme annuel
Avril - Mai - Juin - Septembre - Octobre	1/12 du terme annuel
Juillet - Août	0,5/12 du terme annuel

Lorsque le bon fonctionnement du réseau le permet, des souscriptions quotidiennes de capacité journalière sont commercialisées par GRDF, pour satisfaire un besoin ponctuel et exceptionnel d'un consommateur final.

Le terme applicable à la souscription quotidienne de capacité journalière est égal à 1/20^{ème} du terme applicable à la souscription mensuelle correspondante.

5.1.3 Evolutions mises en œuvre lors de la période ATRD6

Après plusieurs périodes tarifaires de stabilité, la CRE a procédé aux évolutions suivantes lors de la période ATRD6, justifiées par l'évolution des usages des réseaux :

- l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 (de 6 à 4 MWh/an), pour refléter la baisse des consommations moyennes affectées à l'usage chauffage et en cohérence avec les évolutions prévues des profils ;
- le calcul de la continuité entre options tarifaires sans tenir compte de la CTA ;
- l'application d'une dégressivité dans la tarification de la capacité de l'option T4, pour introduire plus de continuité entre tarifs de distribution et de transport ;
- l'introduction d'un terme tarifaire pour l'injection de biométhane dans les réseaux, dont le niveau est fixé pour chaque zone en fonction des renforcements de réseaux nécessaires.

Concernant l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 à 4 MWh/an, la CRE prévoyait le transfert théorique d'environ 260 000 clients dont la consommation était située entre 4 et 6 MWh, de l'option T1 vers l'option T2 sur l'ensemble de la période.

A ce jour, la CRE constate qu'environ 25 000 clients seulement ont basculé de l'option T1 vers l'option T2. Il semble que de nombreux clients ne sont pas encore affectés par leur fournisseur dans l'option tarifaire cohérente avec leur consommation, et risquent de ce fait de ne pas bénéficier d'une facture optimisée.

Les principaux fournisseurs concernés avancent des difficultés opérationnelles, telles que le nombre limité de possibilités de demandes en masse de changement d'option tarifaire. En outre, de nombreux clients ont une consommation oscillant autour du seuil en fonction des années. Ces éléments ne suffisent cependant pas, selon la CRE, à justifier de l'absence de bascule d'autant de consommateurs. La CRE rappelle que des outils de simulation sont disponibles dans l'open Data de la CRE pour permettre aux utilisateurs des réseaux de simuler leur facture ou de comparer le prix de leur facture avec les prix repères publiés par la CRE.

Concernant l'application d'une dégressivité dans la tarification de la capacité de l'option T4, l'objectif était d'introduire davantage de continuité entre les tarifs des réseaux de distribution et de transport, en réduisant le terme de capacité des gros clients T4. La CRE constate que les demandes de raccordement en transport pour des clients déjà raccordés en distribution sont restées anecdotiques en nombre, ce qui était l'effet attendu.

Enfin, la CRE présente un bilan détaillé de l'introduction d'un terme tarifaire pour l'injection de biométhane dans les réseaux au point 5.2.3 de la présente consultation publique.

5.2 Adaptation de la structure actuelle

La CRE identifie plusieurs enjeux de structure pour la période ATRD7.

Le premier concerne l'adaptation de la structure tarifaire à l'évolution du rôle du réseau de distribution, dans un contexte de transition énergétique. Les réseaux de distribution de gaz connaissent des évolutions importantes, qui vont s'accroître tant du point de vue de leur usage par les consommateurs que par la multiplication de nouveaux utilisateurs, parmi lesquels les producteurs de biométhane. Le réseau de distribution de gaz évolue ainsi d'un modèle historique de desserte unidirectionnelle du gaz depuis le réseau de transport vers les consommateurs finals vers un nouveau schéma de décentralisation de la production, du fait du développement de la filière des gaz verts. En conséquence, la CRE propose de faire évoluer le timbre d'injection de biométhane afin de l'adapter au développement de la filière de production des gaz renouvelables et bas-carbone (voir partie 5.2.3).

Par ailleurs, pour certains consommateurs, le gaz n'est plus l'énergie principale, mais une énergie d'appoint ou de secours d'une autre énergie. Ces consommateurs, généralement industriels, peuvent ainsi alterner entre la consommation de gaz ou d'une autre énergie en fonction d'arbitrages économiques de court ou moyen terme. Ces

consommateurs peuvent également être des réseaux de chaleurs urbains (RCU), qui gardent le gaz en énergie d'appoint, afin de desservir des clients finals ayant bien quitté le gaz.

Ces consommateurs engendrent des coûts élevés de dimensionnement et de maintenance, alors qu'ils n'utilisent que ponctuellement le réseau. Ainsi, en l'état actuel de la tarification, largement fondée sur le volume de consommation, la facture acquittée par ces clients ne permet pas de couvrir les coûts qu'ils génèrent. Dans la mesure où ce type d'usage du réseau est appelé à devenir plus fréquent, GRDF a proposé à la CRE l'introduction d'un terme de débit normalisé (voir 5.2.1 de la présente consultation publique).

Au-delà de ces enjeux, qui sont traités dans la suite de la présente consultation publique, la CRE souhaite maintenir une structure du tarif de distribution simple et lisible et considère que les évolutions envisagées doivent apporter une valeur ajoutée forte et envoyer les signaux opportuns aux utilisateurs.

GRDF a proposé dans sa demande tarifaire une évolution visant à traiter la question de l'hétérogénéité au sein de l'option tarifaire T2, qui couvre des consommateurs ayant des niveaux de consommation et des utilisations du réseau de distribution diverses. GRDF propose ainsi de modifier le passage du seuil T2 à T3 d'une consommation de 300 MWh à 50 ou 100 MWh (voir partie au 5.2.2).

Afin de recueillir l'avis des acteurs sur ces enjeux, préalablement à la consultation publique, la CRE a organisé le 23 février 2023 un atelier relatif à la structure des tarifs de distribution de gaz naturel et le 10 mai 2023 un atelier relatif à la prise en compte tarifaire de la montée en puissance des gaz renouvelables et bas-carbone. Ces ateliers ont permis d'interroger les acteurs sur le retour d'expérience susmentionné au 5.1.3 et sur les évolutions envisagées pour la prochaine période tarifaire.

Les retours des participants à l'atelier, ainsi que les échanges qui ont suivi, sont venus alimenter la réflexion de la CRE sur les évolutions envisagées à ce stade pour la prochaine période tarifaire, décrites ci-après.

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

5.2.1 Introduction d'un terme de débit normalisé

5.2.1.1 Développement des usages du gaz en appoint-secours

Le rôle du réseau devient plus assurantiel qu'auparavant, notamment avec le développement d'usages « d'appoint » ou de « secours » pour certains consommateurs. Ces utilisateurs sont raccordés au réseau de gaz, mais n'utilisent le gaz que quelques jours par an, soit pour des raisons assurantielles en cas de défaillance ou d'insuffisance d'une autre énergie principale, soit pour des raisons d'arbitrage entre le gaz et d'autres énergies en fonction des conditions économiques (comme cela a été le cas pendant la crise gazière, par exemple, pour des industriels équipés de brûleurs mixtes gaz/fioul). Pour autant, le réseau doit rester dimensionné pour leur délivrer un besoin de pointe, et faire l'objet de maintenances régulières.

A ce jour, GRDF a recensé dans son parc environ 3 200 clients de type appoint-secours, selon un critère de débit de compteur supérieur à 160 Nm³/h et d'une consommation annuelle concentrée sur moins de 10 jours. La notion d'appoint-secours n'étant pas strictement définie, d'autres consommateurs avec des débits plus faibles ou une concentration de la consommation légèrement inférieure peuvent également s'apparenter à cet usage.

Dans la structure actuelle, ces utilisateurs paient un terme d'abonnement par site, et une part variable : cette structure est adaptée pour des consommateurs dont la consommation est régulière. En revanche, dans le cas d'une consommation ponctuelle, le consommateur acquittera une part abonnement et une part variable sur des volumes faibles. Cette structure ne permet pas de refléter les coûts de dimensionnement et de maintenance du réseau de clients appoint-secours, qui subsistent indépendamment de l'usage.

La croissance attendue du nombre de ces utilisateurs pose donc deux questions :

- **la question du reflet des coûts de réseau par l'utilisateur qui les génère** : les faibles recettes pour les utilisateurs « appoint-secours » devront être compensées par les autres utilisateurs du réseau ;
- **la question de l'incitation à dimensionner le réseau** au plus proche de son besoin : en l'état, les utilisateurs sont peu incités à ne pas conserver de secours gaz. Cela peut mener à des choix n'allant pas dans le sens de l'optimum pour la collectivité, en particulier dans le contexte de décroissance de la consommation de gaz. En particulier, cela peut conduire à renouveler des ouvrages à leur dimensionnement actuel alors qu'ils ne seront que faiblement utilisés.

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

5.2.1.2 Principe du terme de débit normalisé

A l'occasion de l'atelier relatif à la structure du tarif de distribution, les services de la CRE ont présenté la proposition de GRDF d'introduire un nouveau terme tarifaire, permettant de mieux refléter les coûts associés au dimensionnement du réseau : le terme de débit normalisé.

Le dimensionnement du réseau de gaz dépend en effet de la quantité d'énergie nécessaire au consommateur sur un pas de temps donné. Celle-ci peut être caractérisée par la pression de livraison mise à disposition sur le réseau et par le débit maximal permis par le compteur (selon le calibre du compteur).

En conséquence, GRDF a proposé l'introduction d'un terme tarifaire lié au « débit normalisé » (i.e. le débit du compteur pondéré par la pression de livraison) d'un consommateur, afin de mieux tarifier la contribution réelle de l'utilisateur au dimensionnement du réseau.

Afin de facturer ce débit normalisé, GRDF a proposé la formule suivante :

$$\text{Facturation du débit normalisé} \\ = \text{terme de débit} \times [(\text{débit du compteur} * (1 + \text{pression de livraison})) - \text{seuil}]$$

Avec :

- *Terme de débit* : terme tarifaire servant à la facturation et exprimé en €/an/Nm³/h
- *Débit du compteur* : volume de gaz pouvant être délivré par heure par le compteur, en m³/h.
- *Pression de livraison* : paramètre essentiellement concentré sur les domaines de pression 21 mbar et 300 mbar (jusqu'à 6 bar) ;
- *Seuil* : niveau de débit à partir duquel on souhaite facturer le terme de débit (proposé à 40 m³/h par GRDF).

Calculer son terme de débit normalisé

Deux données sont nécessaires au calcul du débit normalisé : le débit du compteur et la pression de livraison.

Calibre compteur	Débit (m ³ /h)
G4	6
G6	10
G10	16
G16	25
G25	40
G40	65
G65	100
G100	160
G160	250
G250	400
G400	650
G650	1 000
G1000	1 600
G1600	2 500
G2500	4 000
G4000	6 500
G6500	10 000

Concernant le débit du compteur, celui-ci est associé à un calibre de compteur (correspondance dans le tableau ci-contre). Ainsi, le niveau du seuil à 40 Nm³/h proposé par GRDF pour l'introduction du nouveau terme tarifaire correspond environ à un calibre de compteur G25 pour une pression de livraison usuelle.

Il convient de noter que le compteur Gazpar installé chez les petits consommateurs correspond aux compteurs de calibre G4 et G6, qui ne sont donc pas concernés par le terme de débit normalisé.

Concernant la pression de livraison, elle est fixe pour un PCE donné mais peut différer en fonction de l'emplacement du PCE sur le réseau (généralement de 21 ou 300 mbar). Cette pression peut cependant atteindre des niveaux élevés (jusqu'à 6 bar).

A ce stade, les informations relatives au calibre du compteur ainsi que la pression de livraison sont accessibles dans la rubrique « Informations techniques » disponible dans l'Espace GRDF mis à disposition pour l'ensemble des consommateurs.

Il est donc d'ores et déjà possible, pour les consommateurs concernés par le terme de débit (i.e. consommateur disposant d'une option tarifaire T1 à T3 disposant d'un compteur de calibre minimal G25 ou de débit minimal de 40 Nm³/h) de calculer son terme de débit normalisé.

Exemple numérique avec un terme de débit à 4 €/an/Nm³/h

En considérant un consommateur sur le territoire de GRDF équipé d'un compteur de calibre G40 (soit un débit de 65 m³/h) et dont le gaz est acheminé à une pression de livraison de 21 mbar (capture ci-dessous), son débit normalisé est de $65 \times (1 + 0,021) = 66,36$ Nm³/h et le montant du terme de débit est le suivant :

$$\begin{aligned} \text{Facture terme de débit} &= 4 \times [65 \times (1 + 0,021) - 40] \\ &= 105,46 \text{ €/an} \end{aligned}$$

Ces données sont disponibles sur les espaces dédiés de chacune des parties prenantes en ayant besoin :

- pour les Clients : sur l'espace client GRDF⁶⁰ ;
- pour les Tiers : sur l'application GRDF ADICT ;
- pour les Fournisseurs : sur le portail fournisseur.

⁶⁰ GRDF travaille actuellement à l'actualisation de la mise à disposition de cette information, qui est le produit de la pression de livraison et du débit du compteur.

Mon compteur



N° PCE :

Le compteur est communicant

N° DE SÉRIE	Donnée indisponible
N° MATRICULE	04111300647050
DATE DE MISE EN SERVICE	25/10/2013
FRÉQUENCE RELÈVE	Mensuelle

Informations contractuelles

CONSUMMATION ANNUELLE DE REFERENCE (CAR)	541177
TARIF D'ACHEMINEMENT	T3
PROFIL DE CONSOMMATION	P017
DATE DE DÉBUT DE PROFIL	01/04/2023
DATE DE FIN DE PROFIL	Donnée indisponible

Informations techniques

CALIBRE	G40	MISSION D'INTÉRÊT GÉNÉRAL	Donnée indisponible
NOMBRE DE ROUES	6	CONVERTISSEUR	Donnée indisponible
DÉBIT DU COMPTEUR (M ³ /H)	Donnée indisponible	PROPRIÉTÉ DU COMPTEUR	INTEGRÉ AU RESEAU DE DISTRIB
PRESSION D'ALIMENTATION (MBAR)	0,021	PROPRIÉTÉ DU DÉTENDEUR	Donnée indisponible
PITD	GD1057	PROPRIÉTÉ DE L'ENREGISTREUR	GrDF sans location

Ce terme de débit étant similaire à un terme à la capacité, il ne s'appliquerait pas aux clients de l'option T4, qui souscrivent déjà des capacités. En revanche, il s'appliquerait aux options T1, T2 et T3, bien que les clients concernés par le terme de débit soient principalement dans l'option T3.

En effet, le choix d'option tarifaire étant libre, introduire ce terme seulement pour l'option T3 pourrait conduire à une désoptimisation de la grille tarifaire, avec des clients appoint-secours qui seraient incités à aller vers une option tarifaire ne correspondant pas à leur CAR.

Néanmoins, le seuil envisagé permet d'éviter, sauf exceptions, que ce terme s'applique aux petits clients de GRDF (notamment résidentiels). Le niveau de seuil proposé par GRDF de 40 Nm³/h correspond au seuil d'apparition d'un usage industriel sur le territoire de desserte de GRDF. Avec ce seuil, environ 125 000 PCE seraient concernés par le terme de débit.

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 ?

5.2.1.3 Retour des acteurs dans le cadre des ateliers

Les acteurs qui se sont exprimés sur ce terme de débit à l'occasion de l'atelier ont fait part d'un certain nombre de positions détaillées ci-après qui sont analysées par la CRE au point 5.2.1.6 de la présente consultation publique.

Baisse de la part variable et incitation à la maîtrise de la demande d'énergie

En premier lieu, certains acteurs s'interrogent sur le signal émis par le terme de débit normalisé. En effet, la mise en place de ce nouveau terme, qui crée des nouvelles recettes, entraînerait une baisse de la part variable pour les compenser, et donc une diminution du signal de prix sur la consommation de gaz.

Difficultés opérationnelles de l'introduction d'un terme de débit

Si la majorité des acteurs partage l'idée selon laquelle chaque catégorie de consommateurs doit supporter les coûts qu'elle occasionne, certains ont questionné la pertinence de cette mesure au regard des coûts engendrés par rapport aux bénéfices attendus, notamment en termes d'évolutions SI, dans la mesure où le nombre de PCE visés par ce nouveau terme est à ce stade relativement faible.

Certains clients ayant un compteur surdimensionné par rapport à leur usage chercheront probablement à changer de compteur si cette mesure est introduite. GRDF indique qu'il procèdera gratuitement au remplacement du

compteur dans 95% des cas (régime de concession). Dans les 5 % restants (client propriétaire du compteur), le remplacement sera à la charge du client et le tarif de l'intervention est de 518 € TTC s'il ne donne pas suite à la proposition de mise à disposition par GRDF (auquel cas les frais de changement sont intégralement pris en compte dans le forfait mensuel de mise à disposition du matériel par GRDF).

Accès aux données concernant les paramètres de calcul

Enfin, plusieurs acteurs ont indiqué que certaines données n'étaient pas connues du client, d'autant plus que les fournisseurs tiers et les prestataires de services ont besoin de l'accord des clients pour accéder aux données.

5.2.1.4 Niveau du terme de débit

Concernant le niveau du terme de débit, GRDF a proposé de le fixer à 12 €/Nm³/h. Ce niveau fournit une incitation similaire à celle transmise par le terme de souscription de capacité journalière qui s'applique au tarif T4.

La CRE a néanmoins considéré que ce niveau était trop élevé et pouvait conduire à d'importants effets de bord, notamment l'augmentation de la facture d'un grand nombre de consommateurs disposant d'un compteur ayant un débit important, y compris ceux ayant un usage régulier du gaz.

Par ailleurs, cela pourrait conduire à des niveaux de factures potentiellement incohérents avec les coûts de réseaux engendrés par les utilisateurs.

Ainsi, lors de l'atelier du 23 février 2023, les services de la CRE ont présenté plusieurs modalités de niveau (1 € ou 4 €/Nm³/h) et de forme du terme (fixe ou dégressif).

La CRE présente ci-après une grille indicative comprenant un terme de débit fixe à 4 €/Nm³/h, avec un seuil d'application à partir d'un débit normalisé fixé à 40 Nm³/h.

5.2.1.5 Prise en compte d'un terme de débit à 4 €/Nm³/h

La grille indicative qui résulterait de cette évolution (sur la base de la grille actuelle et donc hors effets de niveau) est la suivante :

Grille à iso-niveau – avec introduction d'un terme de débit

- Options tarifaires principales

Option tarifaire	Abonnement annuel hors Rf en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j		Terme annuel à la distance en €/m	Terme de débit en €/Nm ³ /h
			Part de la souscription < 500 MWh/j	Part de la souscription > 500 MWh/j		
Forfait	55,44					
T1	33,48	33,23				4,00
T2	130,68	8,93				
T3	1 291,77 ▲	5,06 ▼				
T4	15 971,16	0,87	213,00	106,44		

▲ Hausse du terme par rapport à son niveau ATRD6

▼ Baisse du terme par rapport à son niveau ATRD6

- Option « tarif de proximité » (TP)

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/m
TP	38 164,56	106,20	69,72



A titre illustratif, la grille indicative au 1^{er} juillet 2026 (date envisagée à ce stade pour l'entrée en vigueur de l'ensemble des évolutions de structure) qui résulterait de l'introduction du terme de débit, du scénario illustratif mentionné au point 3.7 et des hypothèses d'inflation indiquées au point 4.3 de la présente consultation publique figure en annexe 4.

5.2.1.6 Analyse de la CRE

Baisse de la part variable et incitation à la maîtrise de la demande d'énergie

Si la CRE est sensible à la problématique de signal à la consommation induit par le terme variable, elle considère également que le maintien du raccordement de certains clients dits « appoint-secours » au réseau de distribution de gaz a des impacts significatifs sur le dimensionnement de certaines artères du réseau, et qu'il est pertinent que la structure tarifaire véhicule également un signal économique sur cet aspect.

Par ailleurs, bien qu'il diminuerait d'environ 16 %, passant d'environ 84 % à 68 %, le poids de la part variable dans le revenu autorisé issu de l'option T3 resterait majoritaire par rapport aux parts fixe et capacitaire.

Difficultés opérationnelles de l'introduction d'un terme de débit

La CRE considère qu'il serait nécessaire, si ce changement devait être mis en œuvre, de laisser un délai suffisant aux acteurs pour s'adapter à ce nouveau terme et permettre à GRDF de mener une phase d'information et d'adaptation éventuelle des ouvrages. Ainsi, la CRE envisage, à ce stade, une mise en œuvre de ce dispositif au 1^{er} juillet 2026, afin de laisser un délai aux acteurs pour réaliser les aménagements SI nécessaires à la facturation et de permettre l'accompagnement des consommateurs avec un compteur mal dimensionné par rapport à leur usage. En effet, le calibre de compteur initialement posé n'est parfois plus adapté à l'usage de ce site. La CRE a ainsi étudié l'impact que la mesure engendrerait sur le nombre de demandes de changement de compteurs. Il apparaît limité en nombre, GRDF estimant à environ 2 000 les compteurs mal dimensionnés (alors que GRDF remplace chaque année 20 000 compteurs industriels).

Accès aux données concernant les paramètres de calcul

La CRE considère que l'introduction du terme de débit n'a pas de conséquence par rapport au dispositif actuel en termes d'accès aux données. En effet, l'ensemble des acteurs peut effectivement avoir accès à ces informations techniques sur leur espace dédié, soit :

- pour les Clients : sur l'espace client GRDF ;
- pour les Tiers : sur l'application GRDF ADICT ;
- pour les Fournisseurs : sur le portail fournisseur.

Par ailleurs, les tiers qui souhaitent proposer des offres à des clients mais ne sont pas des fournisseurs titulaires, peuvent avoir accès à ces informations, sous réserve de présentation d'un mandat, dont ils doivent déjà disposer afin d'accéder à la CAR et au profil du client actuellement. A ce titre, l'ajout de données techniques supplémentaires ne demande pas de traitement additionnel.

Evolutions de factures ATRD

Un terme de débit fixé à un niveau de 4 €/Nm³/h permettrait de collecter environ 50 M€ de recettes, sur un revenu autorisé total d'environ 3,4 Mds en 2023.

Afin de prendre en compte l'impact du terme de débit qui s'appliquera essentiellement aux usages industriels, dont la CAR standard correspond à une option tarifaire T3, la CRE a reporté ce gain de recettes sur les parts fixe et variable de l'option T3. Les termes des autres options sont ainsi maintenus à leur niveau actuel.

Le surplus de recettes induit par le terme de débit est compensé par une baisse de la part variable des T3 ; pour respecter la continuité au seuil T2/T3, la part abonnement des T3 augmente mécaniquement.

Cet effet conjoint permet de faire baisser les factures ATRD de l'ensemble des PCE qui n'ont pas un débit normalisé important, sans pénaliser les PCE avec un débit normalisé élevé, mais qui auraient une consommation régulière.

Afin d'analyser les impacts du terme de débit normalisé, la CRE a étudié les évolutions de factures que ce nouveau terme pourrait induire pour des clients types.

- Client T3 : avec l'introduction de ce nouveau terme, les évolutions de facture ATRD de 90% des clients T3, avant prise en compte de l'évolution du niveau du tarif, seraient comprises entre -13% et + 7%.

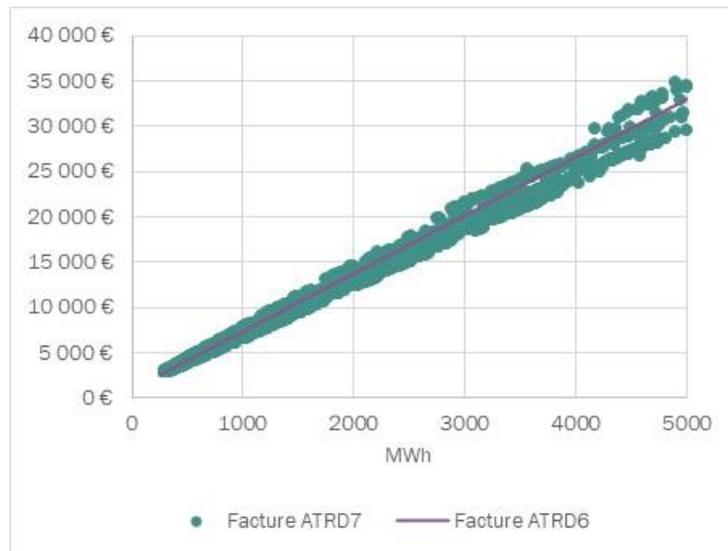


Figure 39. Illustration des évolutions de facture des clients T3

- Consommateur industriel avec un usage process, sans usage chauffage, et donc non saisonnalisé : en moyenne, la consommation annuelle de référence de ce type d'usage « régulier » du gaz pour un industriel, est d'environ 916 MWh. D'après les données de GRDF, le débit normalisé de ce type de client est d'environ 130 Nm³/h, soit un compteur G65 livré à une pression de 0,3 bar. A titre indicatif, la facture ATRD de ce client pourrait baisser d'environ 500 €, passant de 6 800 € à 6 300 €. Néanmoins, à partir d'un débit normalisé de 250 Nm³/h, la facture ATRD de ces clients serait amenée à augmenter.
- Consommateur avec un usage « appoint-secours » : la totalité des 3 245 sites identifiés par GRDF avec un usage appoint-secours verraient leur facture ATRD augmenter. En moyenne, cette hausse serait d'environ 142%. La majorité de ces consommateurs sont équipés d'un compteur G160 et parmi eux, on observe une CAR moyenne d'environ 165 MWh. Ce client type verrait sa facture augmenter de 1 600 € à environ 3 400 €, s'il ne changeait pas de compteur.
- Consommateur type avec un usage Cuisson/eau chaude : la consommation annuelle de référence moyenne de ce client est de 1,26 MWh⁶¹. Dans 99,9% des cas, ce client n'aura pas un débit normalisé suffisant pour être concerné par le terme de débit. Ainsi, sa facture ATRD n'évoluera pas et restera au niveau actuel de 75,35 €.
- Consommateur type avec un usage chauffage : la consommation annuelle de référence moyenne de ce client est de 13,48 MWh⁶². Dans 99,9% des cas, ce client n'aura pas un débit normalisé suffisant pour être concerné par le terme de débit. Ainsi, sa facture ATRD n'évoluera pas et restera au niveau actuel de 251,06 €.

L'introduction d'un terme de débit permettrait donc d'adresser un signal à un bon dimensionnement puisque les consommateurs à usage appoint-secours seraient bien ciblés, ce qui permettrait une meilleure participation de ces utilisateurs aux coûts qu'ils génèrent pour le réseau.

Autres possibilités de tarification envisageables pour traiter la question des usages appoint-secours

Lors des travaux préparatoires au tarif ATRD6 de GRDF, la CRE avait étudié l'introduction d'une tarification fondée sur la Capacité Journalière Normalisée (CJN) pour l'option T3. En effet, contrairement aux T4 et TP, les T3, ne souscrivent pas de capacités.

Cependant, une CJN leur est affectée en fonction de leur profil de consommation, qui est notamment utilisée dans la facturation de l'ATRT et de l'ATS. La CJN est issue du calcul suivant :

$$A * z_i * CAR$$

Où :

- CAR est l'estimation de la consommation annuelle d'un PCE en année climatiquement moyenne ;

⁶¹ Données issues du Prix Repère de Vente de Gaz naturel à destination des clients résidentiels sur la zone de GRDF : <https://www.cre.fr/L-energie-et-vous/prix-repere-de-vente-de-gaz-naturel-a-destination-des-clients-residentiels>

⁶² Données issues du Prix Repère de Vente de Gaz naturel à destination des clients résidentiels sur la zone de GRDF : Voir <https://www.cre.fr/L-energie-et-vous/prix-repere-de-vente-de-gaz-naturel-a-destination-des-clients-residentiels>

- A est un coefficient traduisant le rapport entre les capacités « normalisées », calculées par les GRT pour les PDL « non à souscription », et la consommation journalière de pointe de ces PDL calculée par les GRD ;
- Zi est un coefficient de conversion prenant en compte la station météo et le profil du client.

C'est principalement *via* le coefficient Zi que l'application de la CJN permet de capter un usage saisonnalisé. A titre d'exemple, un PCE avec un profil P019 (part hiver > 81 %) situé à Mulhouse aura un coefficient Zi 8,6 fois plus élevé qu'un PCE avec un profil P013 (part hiver ≤ 39 %) situé à Nice.

L'introduction d'un terme capacitaire basé sur la CJN permettrait de capter la diversité des clients et de refléter mieux les coûts engendrés par chaque type de consommateur. Cependant, cela ne permettrait de traiter que partiellement la problématique des appoint-secours, car cet usage n'est pas forcément corrélé à la consommation hivernale d'un PCE et de plus, sa CAR étant faible par rapport à l'usage, sa CJN qui en dépend d'après la formule l'est aussi.

Ainsi, si la piste de la facturation du débit normalisé proposée par GRDF paraît à ce stade la plus opportune à la CRE, la CRE n'écarte pas la possibilité de lancer pendant la période tarifaire ATRD7 des travaux sur l'utilisation des données réelles de consommation pour une tarification sur la pointe réalisée, afin de facturer l'usage secours, dans le cas où l'introduction du terme de débit ne serait pas retenue.

En synthèse, l'introduction d'un terme de débit, tel que proposé par GRDF, permettrait d'adresser un signal à un bon dimensionnement :

- les consommateurs à usage appoint-secours seraient bien ciblés, ce qui permettra une meilleure participation de ces utilisateurs aux coûts qu'ils génèrent pour le réseau. En revanche, le niveau proposé par GRDF (12 €/Nm³/h) paraît trop élevé tandis que le niveau envisagé par la CRE permet des évolutions de facture qui resteraient davantage soutenables ;
- les consommateurs équipés d'un compteur inadapté pourront le faire remplacer pour éviter les hausses tarifaires : à terme, cela pourrait permettre de mieux dimensionner le réseau dans la mesure où l'usage d'appoint-secours peut être amené à se développer dans les prochaines années.

L'introduction d'un terme de débit présente néanmoins des inconvénients :

- ce nouveau terme ajoute une complexité dans la lisibilité de la grille de GRDF. Néanmoins, laisser un délai suffisant aux acteurs pour s'adapter à ce nouveau terme et permettre aux GRD de mener une phase d'information et d'adaptation éventuelle des ouvrages peut pallier cette difficulté ;
- un nouveau terme de type capacitaire augmentera la facture de certains consommateurs tout en diminuant légèrement le signal à la consommation induit par le terme variable existant. Si la CRE considère que le signal de prix sur la consommation est important, elle considère néanmoins qu'il est pertinent de véhiculer un signal économique sur les coûts engendrés par le maintien de raccordement au réseau de gaz de certains consommateurs.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE considère à ce stade que cette mesure présente plus d'avantages que d'inconvénients, et envisage ainsi l'introduction d'un terme de débit avec les modalités décrites précédemment.

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 ?

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 ?

5.2.2 Abaissement du seuil entre les options T2 et T3 : homogénéiser les options tarifaires

5.2.2.1 Problématique

L'option tarifaire T2 regroupe environ 8 millions de consommateurs raccordés au réseau de GRDF, avec des utilisations du réseau diverses entre des clients résidentiels individuels ou collectifs ayant un usage chauffage, des petits industriels ainsi que des sites tertiaires.

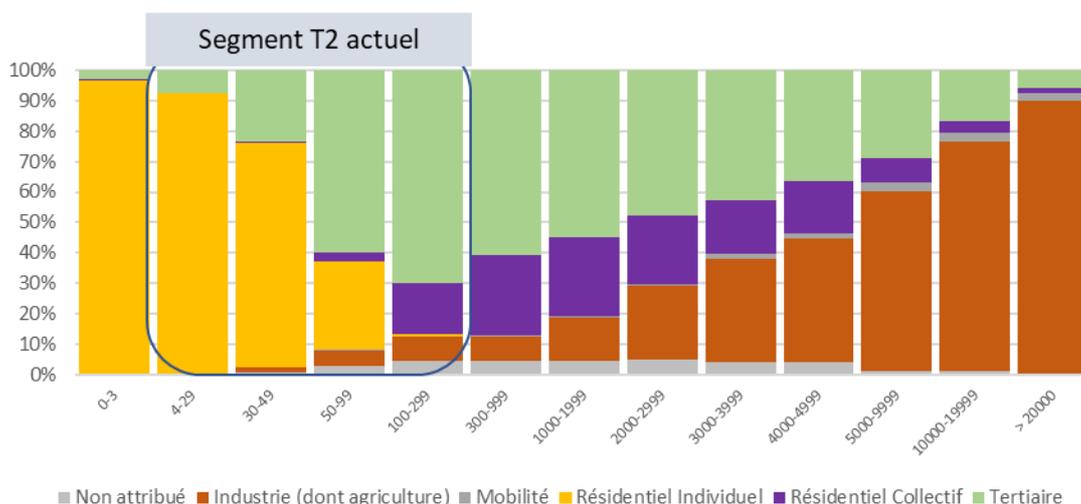


Figure 40. Illustration des options tarifaires par tranches de CAR et par secteur

Cette hétérogénéité interroge GRDF depuis de nombreuses années. La baisse de la consommation unitaire observée depuis plusieurs périodes tarifaires a progressivement amené des clients industriels et tertiaires de l'option T3 à l'option T2.

Face à ces évolutions et avec la fin du déploiement des compteurs évolués, GRDF a proposé dans sa demande tarifaire un abaissement du seuil entre les options T2 et T3.

5.2.2.2 Principe de l'abaissement du seuil entre options T2 et T3 et retours de l'atelier

Les données de segmentation du parc semblent faire apparaître un niveau de seuil entre options T2 et T3 qui serait situé entre 50 et 100 MWh, au-delà duquel le poids du secteur tertiaire est plus important.

A l'occasion de l'atelier relatif à la structure du tarif de distribution, les services de la CRE ont interrogé les acteurs sur une telle évolution. Lors de l'atelier, ainsi que via des contributions écrites postérieures, les acteurs qui se sont exprimés sur cette évolution s'y sont déclarés plutôt favorables. Néanmoins aucun acteur n'a exprimé de position forte sur le niveau de seuil à retenir.

5.2.2.3 Prise en compte d'un seuil entre options T2 et T3 à 100 MWh au lieu de 300 MWh (hors effets de niveau)

A titre illustratif, la grille issue d'un changement à 100 MWh du seuil entre options T2 et T3 avec introduction du terme de débit pourrait être la suivante, avec une légère hausse des termes variables des options T1, T2 et T3, une légère hausse du terme fixe T2, une forte baisse du terme fixe T3 et une baisse du terme variable T3 :

Grille illustrative à iso-niveau (avec changement de seuil T2/T3 et introduction d'un terme de débit)

- Options tarifaires principales

Option tarifaire	Abonnement annuel hors Rf en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j		Terme de débit en €/Nm3/h
			Part de la souscription < 500 MWh/j	Part de la souscription > 500 MWh/j	
Forfait	55,44				
T1	33,48	34,29			4,00
T2	135,38	8,81			4,00
T3	424,36	5,92			4,00
T4	15 971,16	0,87	213,00	106,44	



- Option « tarif de proximité » (TP)

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/m
TP	38 164,56	106,20	69,72

A titre illustratif, la grille indicative qui résulterait de cette évolution au 1^{er} juillet 2026, date envisagée à ce stade pour l'entrée en vigueur de l'ensemble des évolutions de structure, figure en annexe 4.

Afin d'appréhender ces changements, il convient de rappeler que les grilles tarifaires sont construites de façon à établir une continuité entre les seuils des options tarifaires. Ainsi, le montant d'une facture ATRD d'un client avec la consommation maximale de l'option T2 est égal à la facture ATRD d'un client avec la consommation minimale du T3. Avec l'abaissement du niveau du seuil entre options T2 et T3, la facture ATRD du client seuil diminue également. Le graphique ci-dessous présente ainsi la facture ATRD d'un « nouveau » client au seuil des options T2 et T3 comparée à la facture actuelle d'un client au seuil entre options T2 et T3.

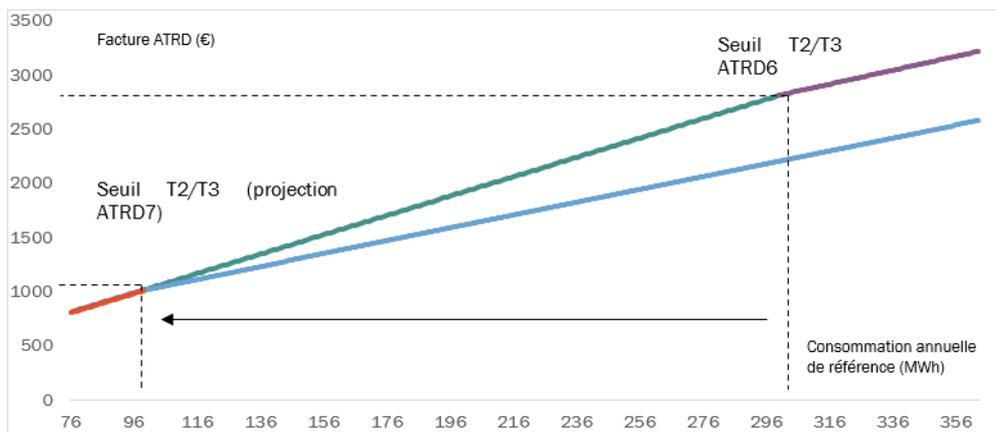


Figure 41. Illustration de la continuité au seuil envisagée en cas de changement de seuil T2-T3

Par construction, l'abaissement du seuil entre options T2 et T3 se traduit, toutes choses égales par ailleurs, par une baisse de la part abonnement des clients T3 et une hausse de leur part énergie. Cependant, comme vu au point 5.2.1.3, l'introduction d'un terme de débit se traduirait par une baisse de la part énergie.

Dans la simulation réalisée par la CRE, les « nouveaux clients T3 » (consommation comprise entre 100 et 300 MWh), au nombre d'environ 100 000, verront une baisse de leur facture ATRD pouvant aller jusqu'à -15 % dans la mesure où la hausse de leur abonnement est compensée par la baisse du terme variable.

De même, avec un changement de seuil, les plus petits clients T3 (jusqu'à 1 000 MWh) verraient une baisse de leur facture ATRD alors que les clients T3 entre 1 000 et 5 000 MWh verraient une hausse modérée de leur facture ATRD. Les clients restant dans l'option T2 verraient également une légère hausse de leur facture ATRD.

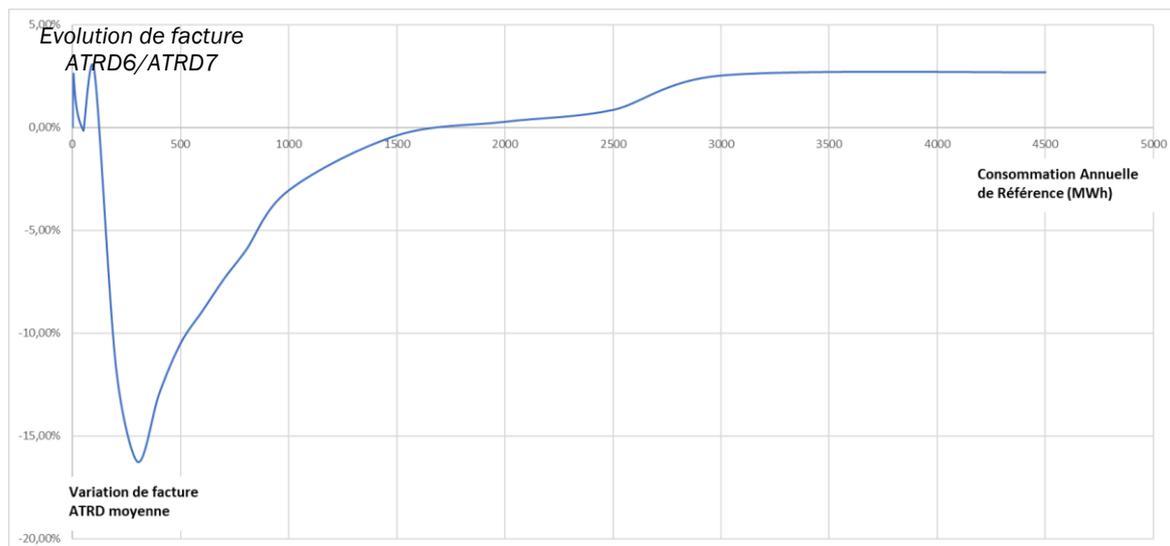


Figure 42. Illustration des évolutions de factures entre ATRD6 et ATRD7

En cas d'abaissement du seuil à un niveau inférieur, ces effets seraient accentués.

5.2.2.4 Analyse de la CRE

Cette évolution a des implications redistributives assez importantes, en faisant baisser la facture ATRD des petits clients T3 et en la reportant sur les clients T2 et les plus gros clients T3. Ainsi, en cumulant les effets de l'introduction d'un terme de débit et d'un abaissement du seuil entre options T2 et T3, les factures ATRD des clients types présentées au point 5.1.2.6 de la présente consultation publique pourraient évoluer ainsi :

- Consommateur type avec un usage Cuisson/eau chaude : la consommation annuelle de référence moyenne de ce client est de 1,26 MWh. Dans 99,9 % des cas, ce client n'aura pas un débit normalisé suffisant pour être concerné par le terme de débit. Néanmoins, avec le changement de seuil T2/T3, afin de continuer à assurer la continuité entre options tarifaires, sa facture ATRD pourrait évoluer à la hausse de 1,8% et passer de 75,35 € à 76,72 € ;
- Consommateur type avec un usage chauffage : la consommation annuelle de référence moyenne de ce client est de 13,48 MWh. Dans 99,9 % des cas, ce client n'aura pas un débit normalisé suffisant pour être concerné par le terme de débit. De la même manière que pour le client T1, le changement de seuil entre options T2 et T3 aura néanmoins un impact sur sa facture ATRD, qui pourrait augmenter d'environ 1,3% et passer de 251,06 € à 254,32 € ;
- Consommateur industriel avec un usage process : à titre indicatif, la facture ATRD de ce client pourrait baisser d'environ 600 €, passant de 6 800 € à 6 200 €, soit environ 100 € de baisse supplémentaire par rapport à l'introduction d'un terme de débit sans changement de seuil entre options T2 et T3 ;
- Consommateur avec un usage « appoint-secours » : les effets d'un changement de seuil entre options T2 et T3 conjugué à l'introduction d'un terme de débit seraient quasiment identiques à ceux de l'introduction du terme de débit sans changement de seuil.

Compte tenu de ces effets, la CRE est à ce stade réservée sur la proposition de GRDF d'abaisser le seuil T2/T3.

5.2.2.5 Mise en œuvre du dispositif

Si cette évolution était mise en œuvre, la CRE considère qu'un travail serait à mener pour réaligner les profils sur le nouveau seuil ainsi que sur la modification des règles liées aux fréquences standard de relevé, avec un passage en relevé mensuel et non plus semestriel pour les clients avec une CAR comprise entre 100 MWh et 300 MWh, non équipés de compteurs communicants.

Par ailleurs, une réflexion devrait également être conduite pour modifier le profil PO12, afin qu'il reflète la consommation moyenne d'un client avec une CAR comprise entre 4 MWh et 100 MWh et non plus 300 MWh.

Enfin, il conviendrait de laisser un temps suffisant à l'ensemble des parties prenantes pour se familiariser avec cette évolution. Le calendrier prévisionnel de l'ensemble des évolutions de structure est traité en partie 5.3 de la présente consultation publique.

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

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 ?

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 ?

5.2.3 Evolution du timbre d'injection de biométhane : prévoir une tarification adaptée pour une catégorie d'utilisateurs du réseau en forte croissance

La loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous, dite « loi EGalim », a instauré le principe du droit à l'injection pour les producteurs de biogaz. En effet, son article 94 a introduit l'article L. 453-9 au sein du code de l'énergie qui dispose, notamment, que « [l]orsqu'une installation de production de biogaz est située à proximité d'un réseau de gaz naturel, les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du biogaz produit, dans les conditions et limites permettant de s'assurer de la pertinence technico-économique des investissements [...] ».

Les modalités de mise en œuvre de cet article ont été précisées par le décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit, et par l'arrêté du 28 juin 2019⁶³ pris en application de ce décret.

Le décret du 28 juin 2019 susvisé, dont les dispositions sont aujourd'hui codifiées aux articles D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie, a introduit trois dispositifs dont l'objectif est notamment le développement efficace de l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel :

- un dispositif de zonage de raccordement des installations de production de biogaz à un réseau de gaz naturel. Il s'agit, pour chaque zone du territoire métropolitain continental située à proximité d'un réseau de gaz naturel, de définir le réseau le plus pertinent d'un point de vue technico-économique pour le raccordement d'une nouvelle installation de production de biogaz qui s'y implanterait. Ces zonages doivent être validés par la CRE ;
- pour les ouvrages de renforcement, un dispositif d'évaluation et de financement par les gestionnaires de réseau des coûts associés, dans la limite d'un ratio technico-économique Investissements / Volumes (« I/V ») ;
- pour les ouvrages mutualisés qui ne sont pas des renforcements, un dispositif de partage des coûts entre les producteurs d'une même zone.

La CRE a précisé, dans sa délibération n° 2019-242 du 14 novembre 2019⁶⁴ (ci-après, la « Délibération Biométhane »), les modalités opérationnelles de mise en œuvre du droit à l'injection et notamment celles concernant la validation des investissements de renforcement des GRD, dont le processus a été précisé dans la délibération n° 2020-261 du 22 octobre 2020⁶⁵.

Par ailleurs, les dispositions des articles L. 452-1 et L. 452-1-1 du code de l'énergie précisent que les coûts supportés par les GRT et les GRD⁶⁶ comprennent une partie des coûts de raccordement à ces réseaux des installations de production de gaz renouvelable, dont le biogaz, ou de gaz bas-carbone et que le niveau de prise en charge ne peut excéder 60 % du coût du raccordement.

5.2.3.1 La CRE a introduit dans les tarifs ATRD6 et ATRT7 un tarif d'injection de biométhane

L'ensemble des dispositions susmentionnées induit ainsi la mutualisation dans les tarifs ATRD et ATRT des coûts de renforcement dans les zones pertinentes sur le plan technico-économique, ainsi que de la majorité des coûts de raccordement : cette mutualisation n'incite pas forcément les producteurs à faire des choix de localisation optimaux pour la collectivité.

Dans l'objectif de préserver un signal à la localisation optimale et de couvrir les coûts de fonctionnement des ouvrages de renforcement, la CRE a introduit dans les tarifs ATRT7 et ATRD6 un timbre d'injection : reposant sur le principe général d'un timbre à trois niveaux, il est attribué à chaque site de production lors de la remise par les gestionnaires de réseaux de l'étude de raccordement (correspondant au jalon D2⁶⁷ dans la procédure de la file d'attente), en fonction du zonage de raccordement⁶⁸ en vigueur sur la zone, et inchangé sur le moyen terme. La CRE peut néanmoins décider, pour les sites de production qui se seraient vu attribuer un niveau 3, de réexaminer

⁶³ Arrêté du 28 juin 2019 définissant les modalités d'application de la section 6 du chapitre III du titre V du livre IV du code de l'énergie

⁶⁴ Délibération de la CRE n° 2019-242 du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz

⁶⁵ Délibération de la CRE n° 2020-261 du 22 octobre 2020 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz et validation des investissements de distribution de GRDF associés au développement du biométhane

⁶⁶ Pour les réseaux qui ne sont pas concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie.

⁶⁷ Les sites de la file d'attente qui ont déjà dépassé le jalon D2, mais qui n'injectent pas encore de biométhane, se voient affecter un niveau de timbre au moment de la signature du contrat de raccordement, suivant des principes identiques.

⁶⁸ Résultat de l'étude, faite en concertation par les gestionnaires de réseaux, déterminant la configuration de réseau optimale sur la base du critère technico-économique de zonage.

leur situation au bout de cinq ans, si le rebours⁶⁹ (ou la compression mutualisée) n'est pas effectivement réalisé à cette échéance.

Le classement des zones par niveau est réalisé en fonction du zonage de raccordement en vigueur sur la zone et est actualisé concomitamment à l'actualisation du zonage :

- si le zonage prévoit un rebours ou une compression mutualisée, les futurs sites de production de la zone se voient affecter le niveau 3 ;
- si le zonage ne prévoit ni rebours ni compression mutualisée :
 - o si le zonage comprend un maillage⁷⁰ et/ou une extension mutualisée⁷¹, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 2 ;
 - o pour les autres zones, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 1.

Pour fixer le niveau des timbres, la CRE a étudié les charges d'exploitation associées au développement du biométhane, à l'exception des coûts d'OPEX généraux, notamment liés au pilotage des activités biométhane et au fonctionnement du SI : deux catégories de charges ont été évaluées sur la période, (1) les « OPEX rebours » relatives aux rebours et aux compressions mutualisées, et (2) les « OPEX canalisations » relatives aux maillages et autres canalisations.

La méthodologie suivante a été appliquée :

- les charges d'exploitations prévisionnelles annuelles de la période 2020-2023 ont été estimées, en appliquant aux trajectoires d'investissements de raccordement et renforcement liés au développement du biométhane présentées par les opérateurs les taux suivants, correspondant aux estimations technico-économiques des gestionnaires de réseaux :
 - o 4 % des coûts d'investissement (hors études) pour les rebours et les compressions mutualisées ;
 - o 0,2 % pour les canalisations (maillages, extensions mutualisées et autres ouvrages de raccordement) ;
- ces coûts ont été affectés aux différentes zones, selon qu'elles comportent un rebours ou non, et en cohérence avec les investissements de canalisation qu'elles nécessitent, dans le zonage de raccordement de la zone ;
- les volumes de biométhane injectés prévisionnels pour la période 2020-2023 ont été calculés sur chaque type de zone, en excluant de l'analyse les capacités déjà installées (qui se sont vues attribuer le niveau 1) ;
- le niveau du timbre a été calculé comme le ratio entre les OPEX totaux anticipés sur la période pour chacun des trois types de zones et les volumes totaux associés à horizon 2023 pour chaque type de zone.

Retour d'expérience de la période ATRT7/ATRD6

Les coûts recouverts *via* ce timbre durant la période tarifaire précédente ont été significativement inférieurs aux recettes prévisionnelles initiales, alors même que les volumes réalisés sont supérieurs aux volumes prévisionnels. Ainsi, près de 7 TWh ont été injectés en 2022, alors que les volumes prévisionnels étaient de 4 TWh.

⁶⁹ Installation de compression permettant un flux de gaz naturel d'une section préexistante d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel vers une section préexistante d'un réseau de transport ou de distribution de gaz naturel de pression supérieure ;

⁷⁰ Canalisation permettant de relier deux sections préexistantes d'un ou de plusieurs réseaux de distribution de gaz naturel, incluant le cas échéant un poste de comptage à l'interface des réseaux.

⁷¹ Prolongement d'un réseau de gaz permettant de raccorder de nouveaux sites, mutualisée entre plusieurs sites.

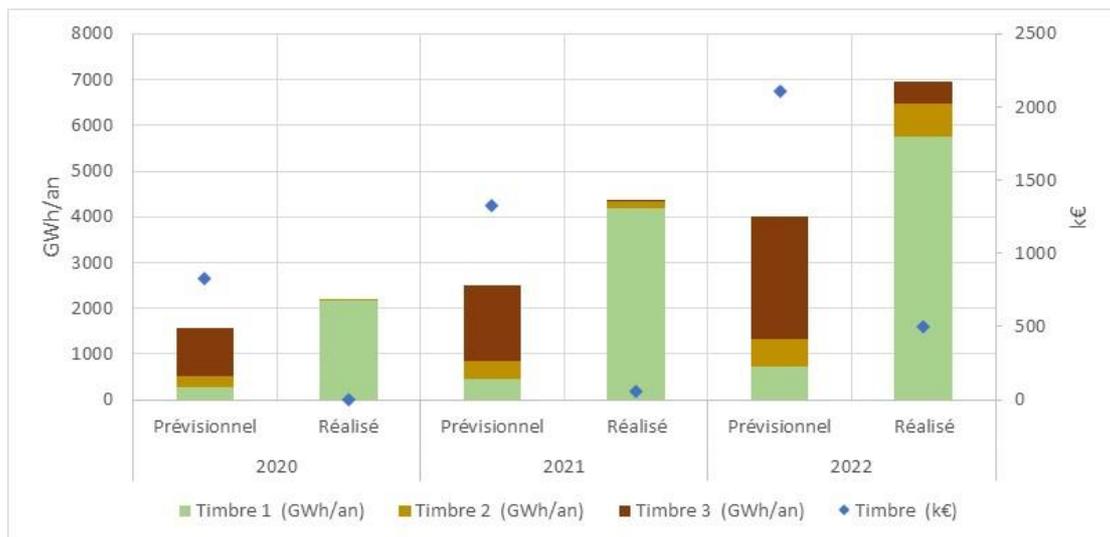


Figure 43. Répartition des volumes et timbres collectés

Cet écart de recettes est essentiellement lié à un nombre de projets soumis au timbre de niveau 3 moins important que prévu. Ainsi, alors qu'il était prévu que le timbre de niveau 3 s'applique à près de 2,7 TWh en 2022, il ne s'est en réalité appliqué qu'à 0,5 TWh. Ceci est en partie lié aux modalités d'application du timbre d'injection, qui prévoyaient que les sites qui n'injectaient pas encore au moment de l'entrée en vigueur des tarifs ATRT7/ATRD6 devaient se voir affecter un timbre au moment de la signature de leur contrat de raccordement. Selon GRDF, un grand nombre de sites avaient déjà signé leur contrat de raccordement, voire injectaient déjà et se sont vu affecter normativement le timbre 1, à 0€/MWh injectés. La CRE poursuit ses analyses sur ce point.

La CRE observe toutefois qu'un grand nombre de projets se sont matérialisés sur des zones où le coût des renforcements pour la collectivité était peu élevé.

5.2.3.2 Evolutions envisagées pour la période ATRT8/ATRD7

La filière biométhane est encore en cours de développement, et engendre des coûts croissants pour les gestionnaires de réseaux qui doivent notamment adapter leurs réseaux pour accueillir les nouveaux sites d'injection (ouvrages de renforcement à développer, et bascule de certains ouvrages d'une fonction d'antenne de distribution à une fonction de collecte).

La CRE envisage plusieurs évolutions des modalités du timbre d'injection visant à tenir compte de cette dynamique.

Afin de recueillir l'avis des acteurs, la CRE a organisé le 10 mai 2023 un atelier relatif à la prise en compte tarifaire de la montée en puissance des gaz renouvelables et bas-carbone. Cet atelier, qui a réuni 85 participants, a permis d'interroger les acteurs sur le retour d'expérience susmentionné et sur les évolutions envisagées pour la prochaine période tarifaire.

Les retours des participants à l'atelier sont venus alimenter la réflexion de la CRE sur les évolutions considérées comme pertinentes à mettre en œuvre sur la prochaine période tarifaire, décrites ci-dessous.

5.2.3.2.1 Reconstitution du principe de timbre d'injection

Le développement dans les années à venir de la production de gaz renouvelables et bas-carbone et leur injection vont générer des coûts croissants pour les réseaux. La CRE a estimé les coûts d'investissements nécessaires à l'accueil de cette production entre 200 et 300 M€/an jusqu'en 2050, dans son étude sur l'avenir des infrastructures gazières, dont un quart environ représentant des investissements de renforcement. Ces investissements généreront par ailleurs des coûts d'exploitation additionnels, croissants en fonction des km de canalisations supplémentaires et du volume de rebours.

Dans ce contexte, la CRE considère que le signal à la localisation envoyé par le timbre d'injection reste primordial, afin que les producteurs soient incités à optimiser leurs capacités et leur localisation sur les réseaux. Parmi les opérateurs, seul Teréga s'est montré défavorable au maintien de ce timbre d'injection, considérant qu'il n'était pas pertinent et prématuré.

La CRE envisage ainsi de maintenir le principe d'un timbre d'injection pour la période ATRD7.

5.2.3.2.2 Extension du timbre d'injection à l'ensemble des gaz renouvelables et bas-carbone

Depuis l'entrée en vigueur du tarif ATRD6, le dispositif de droit à l'injection a connu des adaptations. En effet, depuis le décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021⁷², le biométhane est défini comme « *le biogaz dont les caractéristiques permettent son injection dans un réseau de gaz naturel* » et le biogaz comme « *les combustibles ou carburants gazeux produits à partir de la biomasse* ».

Le droit à l'injection a donc été étendu depuis 2021 à l'ensemble des gaz renouvelables et non plus seulement aux gaz issus des méthaniseurs.

Par ailleurs, l'article L. 453-9 du code de l'énergie a été modifié et prévoit désormais que les gestionnaires des réseaux de gaz naturel effectuent les renforcements nécessaires pour permettre l'injection dans le réseau du gaz renouvelable⁷³, dont le biogaz, ou du gaz bas-carbone⁷⁴ produits.

La CRE envisage d'étendre le timbre d'injection, actuellement dédié au biogaz, à l'ensemble des sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone puisque les producteurs de ces gaz bénéficient également du droit à l'injection. Cette évolution envisagée par la CRE n'a pas fait l'objet d'objection lors de l'atelier organisé par la CRE en mai 2023.

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 ?

5.2.3.2.3 Adaptations du timbre d'injection

La CRE envisage deux options pour adapter le timbre d'injection sur la période ATRT8/ATRD7.

La première option consiste à reconduire les principes appliqués au cours de la période ATRT7/ATRD6, en mettant à jour les paramètres de coûts pour tenir compte des tendances observées durant la période ATRT7/ATRD6.

Le taux normatif de calcul des charges d'exploitation serait ainsi maintenu à 4 % pour les rebours et compressions mutualisées, mais rehaussé de 0,2% à 0,6% en ce qui concerne les canalisations (maillages, extensions mutualisées et autres ouvrages de raccordement) afin de mieux tenir compte de la réalité des coûts de maintenance et d'énergie.

Dans cette option, le périmètre des coûts couverts correspondrait seulement aux coûts directs d'exploitation des ouvrages (maintenance et charges d'énergie).

GRDF a exprimé une volonté de rapprocher le timbre d'injection des modalités de facturation des plus gros consommateurs, sans variation de niveau entre les zones. La CRE n'est à ce stade pas favorable à une telle évolution, les coûts d'exploitation étant plus élevés dans les zones nécessitant des ouvrages de renforcement.

S'agissant de l'évolution des paramètres, GRTgaz, ainsi que certains participants, s'inquiètent de l'augmentation des termes qu'elle génère, considérant que cette augmentation n'était peut-être pas un bon signal dans un contexte de ralentissement prévisionnel de la filière gaz renouvelables. La CRE rappelle que les tarifs doivent être construits de manière à refléter les coûts des utilisateurs qui les génèrent. Au regard du retour d'expérience de la période tarifaire actuelle, la tarification appliquée aux producteurs pourrait évoluer afin d'aboutir à une meilleure détermination des charges à couvrir par le timbre d'injection. La CRE restera néanmoins attentive à l'acceptabilité des évolutions de facture pour la filière.

La seconde option consiste à faire évoluer le périmètre des charges d'exploitation prévisionnelles prises en compte pour le calcul du timbre d'injection. En effet, la montée en puissance de la filière a engendré des coûts de structuration et d'exploitation opérationnelle pour les gestionnaires de réseaux, qui vont au-delà des seuls coûts de maintenance et d'énergie directement liés à l'ouvrage de renforcement. Les opérateurs supportent notamment les coûts des équipes commerciales et opérationnelles dédiées, les coûts d'études ou encore les coûts liés aux systèmes d'information.

La CRE envisage ainsi d'intégrer ces charges d'exploitation indirectes associées aux gaz renouvelables et bas-carbone dans l'assiette de coûts à couvrir par les producteurs desdits gaz. Dans la consultation publique du 26 juillet 2023 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, la CRE a indiqué que ces charges d'exploitation indirectes, déterminées à partir de la méthode d'allocation des coûts de GRDF et d'une ventilation des charges présentées par les opérateurs dans le cadre des travaux tarifaires, représentaient entre 7 et 12 M€ par an à l'échelle des opérateurs gaziers (transport et distribution). Les analyses

⁷² Décret n° 2021-1273 du 30 septembre 2021 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie concernant les dispositions particulières relatives à la vente de biogaz

⁷³ Code de l'énergie, art. L. 445-1 : « *Sont considérés comme renouvelables les gaz produits à partir de sources d'énergies renouvelables telles que définies à l'article L. 211-2.* »

⁷⁴ Code de l'énergie, art. L. 447-1 : « *Est désigné, dans le présent livre, comme un "gaz bas-carbone" un gaz constitué principalement de méthane qui peut être injecté et transporté de façon sûre dans le réseau de gaz naturel et dont le procédé de production engendre des émissions inférieures ou égales à un seuil fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie.* »

poursuivies par la CRE depuis tendent à confirmer que le niveau de ces charges se situe dans le haut de cette fourchette.

Dans cette deuxième option :

- les coûts directs resteraient perçus selon les mêmes modalités que dans l'option 1 ;
- les coûts indirects seraient perçus *via* l'ajout d'un terme capacitaire : à ce stade, la CRE envisage que ce terme s'applique à la capacité maximale de production du site, en MWh/j/an. Une solution alternative possible serait un terme fixe annuel par site, ce qui avantagerait toutefois les sites de tailles plus importantes par rapport aux plus petits sites, alternative qui n'a pas eu la préférence des acteurs lors de l'atelier. Ce terme serait identique pour tous les projets, indépendamment de la zone de raccordement.

Certains participants à l'atelier du 10 mai ont interrogé la CRE sur la complexité et la pertinence d'une facturation en partie basée sur la capacité installée et non sur les volumes injectés. Sur ces points, la CRE estime que les coûts indirects, non supportés par les producteurs, sont des coûts qui ne sont pas directement variables, contrairement à l'énergie ou la maintenance mais bien capacitaires et qu'il convient donc de les refléter *via* un terme basé sur la capacité. Par ailleurs, la CRE estime la complexité de ce nouveau terme comme étant limitée, d'autant que ce type de facturation est déjà appliqué à certains consommateurs, dans les tarifs de distribution comme de transport.

Par ailleurs, la CRE souhaite également préciser le fait que la facturation du timbre d'injection s'appliquerait de manière différenciée en fonction des phases d'un projet. En effet, conformément à la procédure de gestion des réservations de capacité, dans le cas où un porteur de projet souhaite réaliser une augmentation de sa Capacité Maximale d'Injection (Cmax), une nouvelle phase doit être ajoutée dans le registre des capacités.

Cette augmentation de capacité peut être mise en service postérieurement à la mise en service du projet. Ces augmentations de capacités sont suivies avec des jalons spécifiques et simplifiés. Or, la situation sur un zonage peut évoluer entre les différentes entrées en service des phases d'un projet. En outre, ces augmentations de capacités ne se matérialisent pas systématiquement par un avenant au contrat de raccordement, mais donnent en revanche lieu à la conclusion d'un avenant au contrat d'injection (sur le jalon D7).

A ce titre, la CRE envisage de préciser dans sa délibération tarifaire :

- que le timbre d'injection biométhane est attribué à chaque phase de projet ;
- que les phases de projet associées à des sites qui figuraient dans le registre de capacité avant la mise en œuvre du timbre d'injection (1^{er} juillet 2020) se voient attribuer un timbre d'injection par le gestionnaire de réseau au moment de la signature de leur contrat d'injection ou de l'avenant à ce dernier.

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

5.2.3.2.4 Trajectoire d'injection et grille envisagées

La CRE envisage de retenir une trajectoire de 19,5 TWh injectés tous réseaux confondus en 2027 :

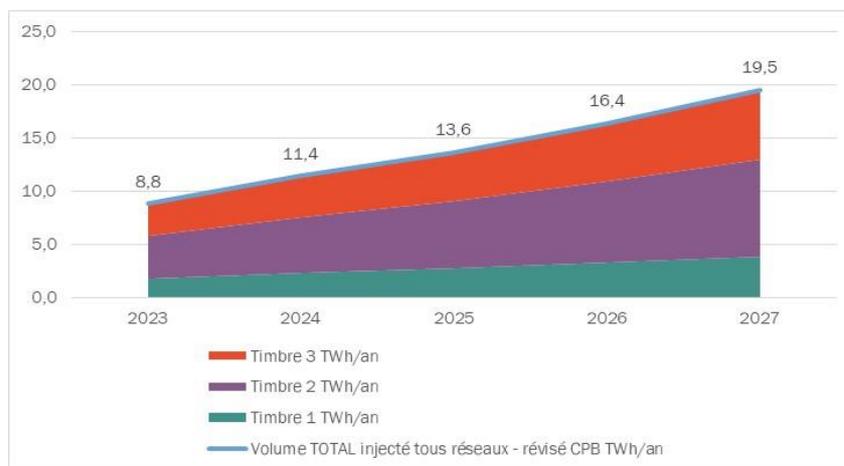


Figure 44. Trajectoire d'injection de biométhane entre 2023 et 2027 (en TWh/an)⁷⁵

⁷⁵ Source : GRDF, GRTgaz, Teréga, CRE



Cette trajectoire est légèrement ajustée par rapport à la trajectoire prévisionnelle communiquée par les opérateurs, la CRE s'interrogeant sur le rebond attendu en 2027 du fait de l'entrée en vigueur éventuelle des certificats de production de biogaz en 2025, considérant que le délai entre l'instauration du mécanisme et la manifestation des effets sur la filière est trop court.

Compte tenu de ces hypothèses, **les niveaux des termes tarifaires de timbre d'injection permettant de recouvrir les charges directes** seraient les suivants :

Timbre	Grille actuelle (€/MWh injecté)	Grille envisagée à ce stade pour la période ATRT8/ATRD7 (€/MWh injecté)	Dont OPEX rebours (€/MWh injecté)	Dont OPEX maillages et raccordements (€/MWh injecté)
3	0,7	1,8	1,37	0,40
2	0,4	0,4	0,00	0,44
1	0	0	0,00	0,11

En cas d'extension du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection aux charges indirectes, les estimations aboutissent à ce stade à **un terme capacitaire additionnel** dont le niveau serait compris entre 120 et 200 €/MWh/j/an. La CRE envisage à ce stade de retenir, dans cette fourchette, un niveau cohérent avec celui d'un terme d'entrée sur le réseau de GRTgaz ou de Teréga, **estimé à 130 €/MWh/j/an** en moyenne sur la période (comme indiqué dans la consultation publique du 26 juillet 2023). En effet, l'injection dans les réseaux s'apparente à un point d'entrée sur la place de marché unique, sur laquelle le gaz est acheminé et peut être échangé, et représente donc le même service pour son utilisateur. Ce point a par ailleurs été partagé par plusieurs participants à l'atelier du 10 mai 2023. Ce niveau permet ainsi de ne pas désavantager une production locale et décarbonée et de limiter le niveau du terme capacitaire à celui envisagé pour les PIR.

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

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

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

5.2.3.2.5 Reversement du timbre

Pour éviter de multiplier le nombre d'interlocuteurs pour les producteurs, la CRE avait retenu pour la période ATRT7/ATRD6 le principe d'une facturation du timbre d'injection par le gestionnaire du réseau sur lequel chaque producteur est raccordé. En conséquence, la CRE a introduit un reversement aux GRT des recettes perçues par les GRD au titre des OPEX rebours. Le reversement se fait de manière annuelle, en fonction du volume de recettes d'injection effectivement perçu au cours de l'année, pour les producteurs raccordés en distribution se voyant affecter le terme tarifaire d'injection de niveau 3. Les volumes associés à ces transferts entre opérateurs sont pris en compte au CRCP à 100 %.

La CRE envisage de reconduire ces modalités de facturation et de reversement.

La part des recettes perçues au titre de la part variable du terme tarifaire d'injection de niveau 3 qui serait reversée par les GRD aux GRT concernés est estimée à ce stade à 1,37 €/MWh correspondant à la part des OPEX rebours.

Par ailleurs, en cas d'ajout d'un terme capacitaire, la CRE envisage également un reversement aux GRT des recettes perçues par le GRD au titre des OPEX affectables aux GRT et inversement.

Les volumes associés à ces transferts entre opérateurs seraient pris en compte au CRCP à 100 %.

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

5.3 Calendrier associé aux évolutions

Concernant le calendrier de mise en œuvre des évolutions de structure tarifaire relatives à l'introduction éventuelle d'un terme de débit et à l'abaissement du seuil entre les options tarifaires T2 et T3, la CRE envisage de retenir la date du 1^{er} juillet 2026, afin de laisser le temps aux différents acteurs de mettre en œuvre les évolutions associées, notamment des systèmes d'information, et de permettre une concomitance avec les évolutions prévues pour les profils.

Ce calendrier permettrait par ailleurs aux évolutions de structure de se faire de manière concomitante à l'entrée en vigueur des tarifs ATRD7 des ELD.

En revanche, la CRE envisage de mettre en œuvre les modifications relatives au timbre d'injection dès le 1^{er} juillet 2024. En effet, cette dernière évolution concerne un faible nombre d'utilisateurs, elle pourrait donc être mise en œuvre sans nécessiter d'importantes évolutions des systèmes d'information.

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

5.4 Grille illustrative pour le tarif ATRD7

En fonction de la grille cible finale retenue pour 2026, date à laquelle les changements de structure sont envisagés, la CRE établira dans la délibération finale des grilles pour les années 2024 et 2025, permettant d'assurer la meilleure transition pour les consommateurs entre la grille actuelle et cette grille cible.

A titre illustratif, la grille illustrative au 1^{er} juillet 2024, sans tenir compte des changements de structure envisagés au 1^{er} juillet 2026, mais seulement du scénario illustratif d'évolution du tarif présenté au 3.7 de la présente consultation publique et donc d'une hausse globale de 30 %, pourrait être la suivante :

- Options tarifaires principales :

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	
			Part de la souscription de capacité inférieure à 500 MWh/j	Part de la souscription de capacité supérieure à 500 MWh/j
Forfait	72,12			
T1	43,56	43,20		
T2	169,92	11,61		
T3	1 149,84	8,35		
T4	20 761,56	1,13	276,84	138,36

- Option « tarif de proximité » (TP)

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/m
TP	49 611,72	138,00	90,60

5.5 Traitement tarifaire de la relève résiduelle

La phase de déploiement massif du projet Gazpar est arrivée à son terme à l'été 2023. A fin 2023, GRDF estime que près de 11,08 millions de compteurs seront posés sur un parc total de 11,6 millions de compteurs (soit près de 95 % du parc équipé de compteurs évolués). A cette date, près de 560 000 utilisateurs ne seront pas encore équipés de Gazpar.

Une partie importante des gains du projet Gazpar à l'échelle du GRD est liée à la baisse des coûts de relève permise par la fin de la relève à pied et sa substitution par la relève à distance (télérelève). Ce gain se reflète directement dans la trajectoire prévisionnelle des charges d'exploitation de GRDF (voir partie 4.3.3). En pratique, cela se traduit

par l'arrêt des marchés de prestation de relève à pied à partir de 2024. Ainsi, sur la période ATRD7, GRDF ne sera plus en mesure de réaliser, sans une augmentation sensible de ses coûts, une relève systématique chez l'ensemble des utilisateurs non équipés de compteurs Gazpar.

Dans ce cadre, pour les utilisateurs non équipés d'un Gazpar, GRDF devra :

- d'une part, maintenir une activité de relève résiduelle ;
- d'autre part, mettre en œuvre des moyens pour proposer de la manière la plus souple et la plus efficace possible l'installation d'un compteur Gazpar.

Sur le second point, les raisons du non-équipement des utilisateurs en compteurs Gazpar sont diverses (difficultés de contact, problèmes techniques, refus explicite, etc.). La période de déploiement diffus qui s'étalera sur la période ATRD7 a vocation de permettre de régulariser la majorité de ces situations.

La CRE estime qu'à ce stade du déploiement du compteur Gazpar, seuls les clients non équipés d'un compteur évolué et ne permettant pas l'accès à leur compteur doivent supporter le coût de la relève résiduelle. Dans sa consultation publique du 29 avril 2021⁷⁶ puis dans sa délibération 28 juillet 2021⁷⁷, la CRE a indiqué avoir engagé des réflexions avec GRDF sur l'organisation de la relève résiduelle en fin de déploiement, ainsi que sur les modalités de facturation de cette dernière aux consommateurs qui ne seraient pas équipés de Gazpar à la fin du déploiement lorsque cette situation résulte d'une volonté manifeste du consommateur de ne pas être équipé du compteur Gazpar.

Ces principes ont notamment été pris en compte par la CRE dans le cas de la relève résiduelle pour les consommateurs non équipés de compteurs Linky sur le territoire de desserte d'Enedis. Une phase transitoire a été définie, reposant sur le principe d'autorelevés pour les utilisateurs non équipés de compteurs Linky communicants ainsi que sur une politique d'interactions ciblées de la part du GRD afin de faciliter et encourager la pose d'un compteur évolué.

Ainsi, dans sa délibération du 17 mars 2022⁷⁸, la CRE a introduit, jusqu'à la fin de la période TURPE 6 HTA-BT une composante tarifaire supplémentaire de 8,20 € HT tous les deux mois (soit environ 50 € HT/an), facturée à l'utilisateur du réseau public de distribution d'électricité lorsque :

- le point de livraison de l'utilisateur se situe sur le territoire de desserte d'Enedis et n'est pas équipé de compteur évolué ;
- l'utilisateur n'a pas mis à disposition d'Enedis, à compter du 1^{er} janvier 2022, son index de consommation durant plus de 12 mois.

Le coût de cette composante inclut les coûts liés aux notifications des clients, les travaux sur les systèmes d'information, les interventions chez l'utilisateur et la gestion des réclamations.

Concernant GRDF, la CRE estime que la situation du GRD de gaz naturel est similaire à celle observée sur le territoire de desserte d'Enedis à la fin du déploiement massif de ses compteurs évolués. A cet égard, la CRE considère qu'il est pertinent de répliquer le dispositif appliqué à Enedis pour GRDF sur la période ATRD7.

Ainsi, la CRE envisage à ce stade, pour la période ATRD7 et à partir du 1^{er} janvier 2024, d'introduire une composante tarifaire spécifique au traitement de la relève résiduelle, qui serait appliquée aux clients respectant les deux conditions suivantes :

- clients non équipés de compteur évolué Gazpar ;
- n'ayant pas mis à disposition de GRDF leur index de consommation durant plus de 12 mois (utilisateur « muet » - caractérisé par l'envoi d'un courrier LTE⁷⁹).

Par conséquent, en pratique, la facturation d'un utilisateur « muet » ne pourra avoir lieu qu'à partir du 1^{er} janvier 2025.

⁷⁶ Consultation publique n°2021-05 de la Commission de régulation de l'énergie du 29 avril 2021 relative à l'actualisation de la régulation incitative de la qualité de service du projet Gazpar de GRDF

⁷⁸ Délibération n° 2022-82 de la Commission de régulation de l'énergie du 17 mars 2022 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT ≤ 36 kVA (Linky) pour la période 2022-2024 et modifiant la délibération n° 2021-13 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

⁷⁹ Courrier faisant suite à l'article L. 224-11 du code de la consommation qui dispose que « Le fournisseur d'électricité ou de gaz naturel facture, au moins une fois par an, en fonction de l'énergie consommée. Aucune consommation d'électricité ou de gaz naturel antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou autorelevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude »

GRDF estime entre 54 000 et 80 000 le nombre de clients « muets » sur la période 2024-2026. GRDF estime également le coût de la relève résiduelle sur la période 2024-2026 à 44 €/an par client muet. Ce coût s'explique par :

- les coûts relatifs au parcours utilisateur :
 - o multiples contacts (mail, SMS, courriers, appels entrant) afin d'inviter le client à mettre à disposition un index autorelevé et/ou à programmer un rendez-vous pour la pose d'un compteur évolué ou l'envoi du courrier LTE avec accusé de réception ;
 - o les surcoûts liés au traitement des réclamations ;
 - o les déplacements sur le terrain ;
- les coûts relatifs aux systèmes d'information.

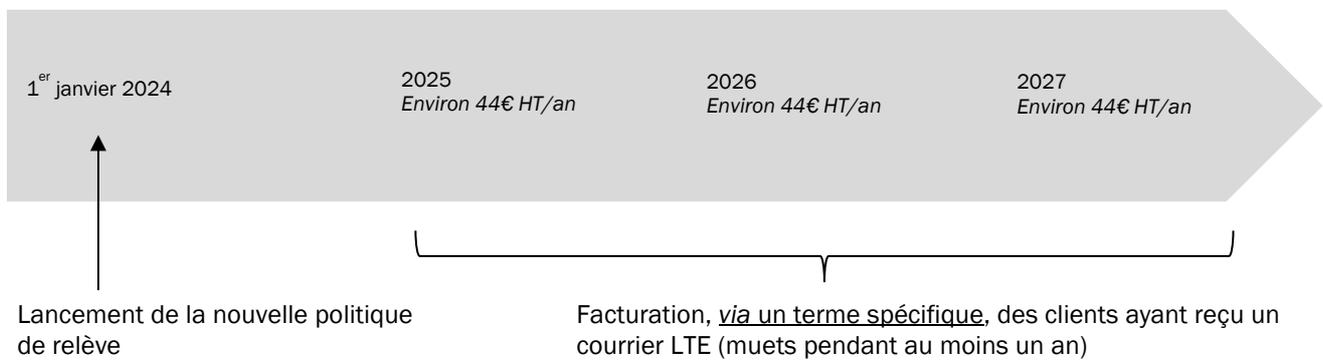
Par ailleurs, GRDF estime être en mesure d'identifier précisément les causes du non-équipement de ces utilisateurs pour 2024 et mène actuellement des travaux de fiabilisation de sa base de données. La CRE sera attentive à leur avancée, afin que GRDF puisse identifier les utilisateurs qui ne sont pas équipés de compteur de leur fait.

Enfin, il convient de noter que cette politique de relève résiduelle cohabiterait avec une procédure existante et résultant de la concertation dans le cadre du groupe de travail gaz (GTG)⁸⁰, qui permet aux GRD de gaz de contacter le client qui n'a pas mis à disposition son index de consommation (lors des relevés cycliques ou index autorelevés), de le mettre en demeure d'accéder au compteur et d'interrompre sa livraison de gaz sans action de sa part. Dans ce cadre, GRDF envisage d'activer systématiquement cette procédure « multi-absences ».

GRDF prévoit que cette procédure s'applique dans une temporalité similaire (environ 2 mois suivant l'envoi du courrier LTE, soit une absence de mise à disposition d'un index de 14 mois environ). A ce titre, la CRE s'assurera de la bonne cohabitation des deux dispositifs, en particulier :

- que les coûts pris en compte dans la composante de relève ne soient pas déjà par ailleurs pris en compte dans la tarification de la procédure multi-absences ;
- que la facturation de la relève résiduelle soit interrompue en cas d'interruption de livraison de gaz réalisée dans le cadre de la procédure.

Synthèse



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

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

⁸⁰ Procédure en cas d'absences successives multiples du client 6M aux relevés et d'absence d'autorelevé consécutif aux relevés (Document public sur le site www.consultation.cre.fr – Consultable directement [ici](#)).

ANNEXE 1 : BILAN DU CADRE DE REGULATION

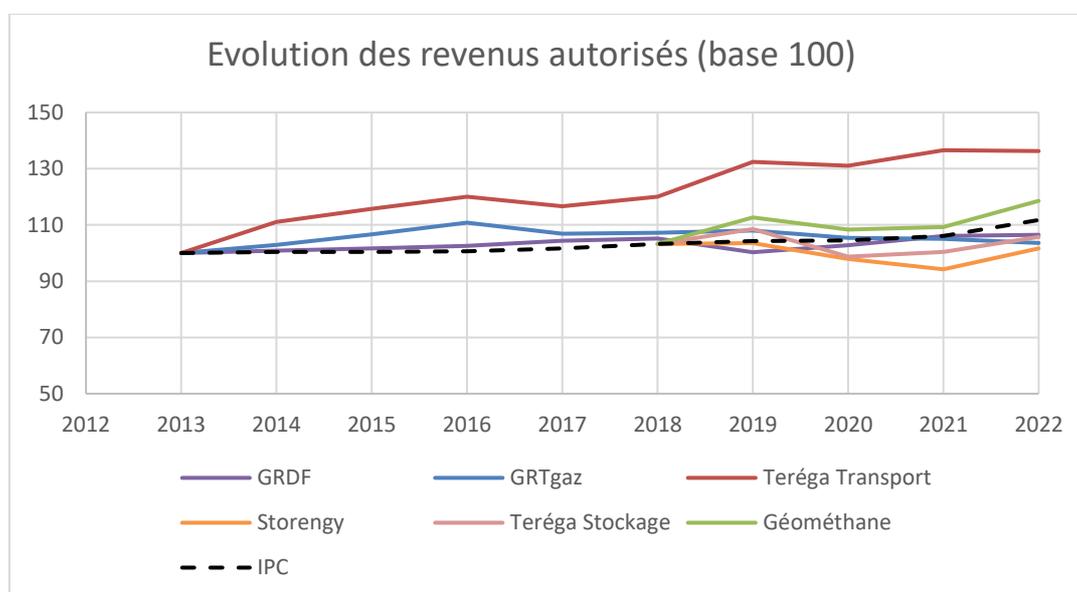
Pour apprécier le bilan du cadre de régulation, les pages suivantes présentent un certain nombre d'indicateurs financiers, non financiers, et de qualité d'alimentation et de service pour les opérateurs suivants :

GRDF (Distribution de gaz), GRTgaz (Transport de gaz naturel), Teréga (Transport et stockage de gaz naturel), Storengy (Stockage de gaz naturel) Géométhane (Stockage de gaz naturel).

Eléments financiers

1 Revenus autorisés

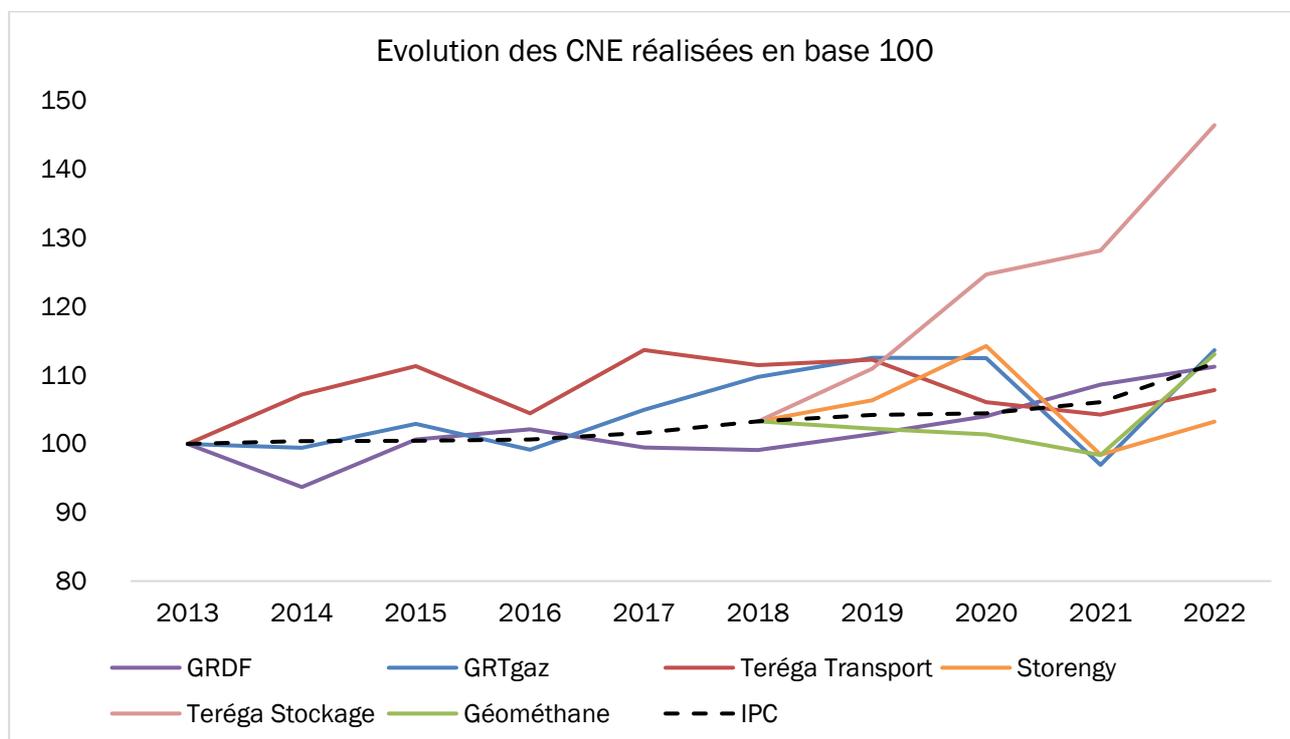
Le revenu autorisé des gestionnaires d'infrastructures est fixé par la CRE, il doit permettre de couvrir les coûts supportés par ces gestionnaires dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire d'infrastructure efficace. Les recettes générées par le paiement des termes ou composantes tarifaires viennent couvrir ce revenu autorisé. L'évolution du revenu autorisé de Teréga est particulièrement sensible à la mise en service des grands ouvrages de transports entre 2013 et 2016 (interconnexions avec l'Espagne) et entre 2018 et 2019 (création de la zone de marché unique). L'évolution des revenus autorisés des autres gestionnaires d'infrastructures de gaz a été proche de celle de l'inflation depuis 2013.



Année	GRDF (M€)	GRTgaz (M€)	Teréga Transport (M€)	Storengy (M€)	Teréga stockage (M€)	Géométhane (M€)
2013	3 088	1 662	205			
2014	3 113	1 710	228			
2015	3 138	1 773	237			
2016	3 168	1 842	246			
2017	3 222	1 777	239			
2018	3 248	1 782	246	523	153	38
2019	3 097	1 795	271	524	161	42
2020	3 175	1 752	268	496	147	40
2021	3 274	1 747	280	477	149	40
2022	3 288	1 721	279	515	157	44

2 Charges nettes d'exploitation

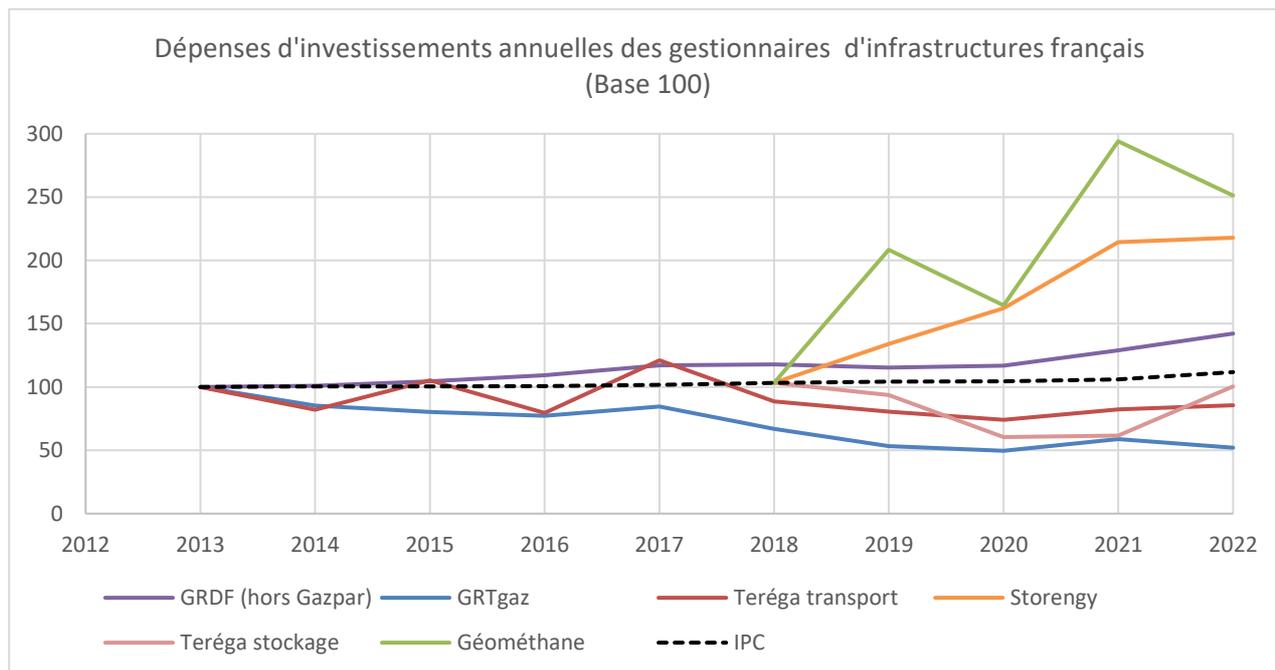
Le graphique ci-dessous présente l'évolution des charges nettes d'exploitation des différents opérateurs (charges brutes d'exploitation dont sont déduits les produits d'exploitation comme la production immobilisée, les produits extratarifaires, etc.). L'évolution des charges nettes d'exploitation des gestionnaires d'infrastructures de gaz a été proche de celle de l'inflation, sauf pour Teréga stockage.



Année	GRDF (M€)	GRTgaz (M€)	Teréga transport (M€)	Storengy (M€)	Teréga stockage (M€)	Géométhane (M€)
2013	1 414	702	67			
2014	1 325	697	72			
2015	1 423	722	75			
2016	1 444	696	70			
2017	1 406	736	76			
2018	1 401	770	75	161	37	17
2019	1 434	789	75	166	40	16
2020	1 471	789	71	178	45	16
2021	1 536	680	70	153	46	16
2022	1 573	797	72	161	53	18

3 Investissements

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des investissements réalisés par les gestionnaires d'infrastructures dans les infrastructures hors projets de compteurs évolués Gazpar.



Investissements (M€)	GRDF (hors Gazpar)	GRTgaz	Teréga Transport	Storengy	Teréga stockage	Géométhane
2013	659	777	125			
2014	666	663	103			
2015	688	624	132			
2016	734	600	100			
2017	780	657	152			
2018	776	520	111	99	58	12
2019	760	414	101	128	52	24
2020	715	385	93	155	34	19
2021	975	457	103	206	34	34
2022	950	405	107	209	56	29

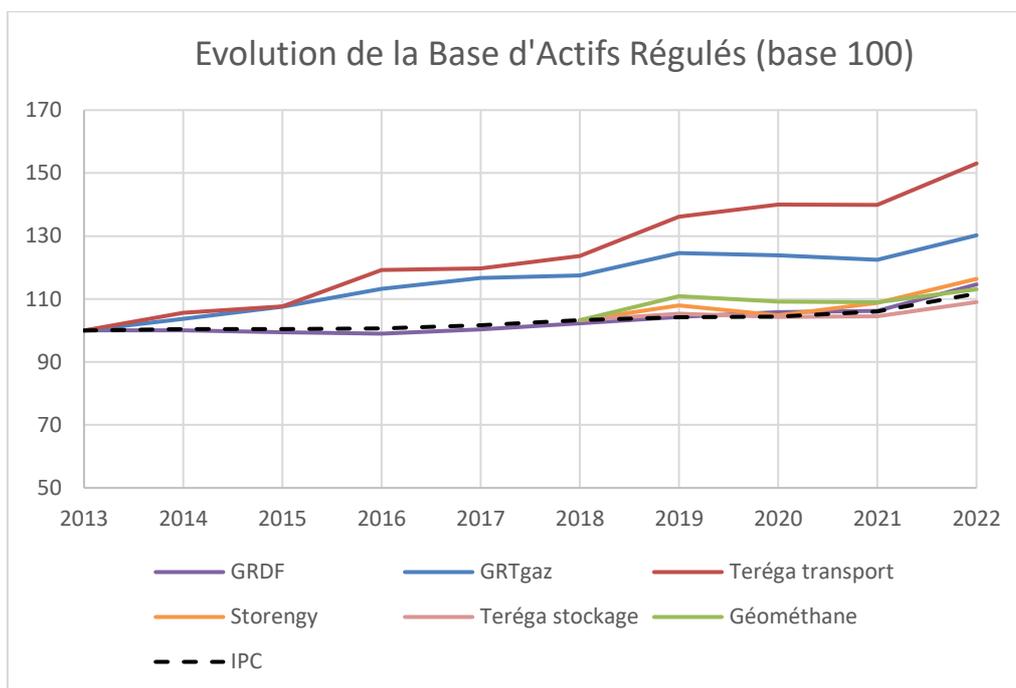
Les investissements des gestionnaires de réseau de transport (GRT) ont significativement baissé après l'achèvement, en 2018, de la fusion des zones en France qui avait rendu nécessaires des renforcements importants du réseau de transport de gaz. Depuis 2019 le niveau des investissements est globalement stable.

S'agissant de la distribution de gaz naturel, les investissements sont en hausse depuis 2021 (hors projets de compteur communicant Gazpar) afin d'assurer le raccordement des sites de production de biométhane et répondre au renforcement des exigences de sécurité.

Les investissements des opérateurs de stockage Storengy et Géométhane sont en hausse depuis l'entrée en régulation en 2018. Cette évolution s'explique pour Storengy par un rattrapage des investissements de maintien des performances des stockages après une phase de sous-investissements avant l'entrée en régulation lorsque les conditions de marché étaient particulièrement défavorables aux stockages de Storengy. S'agissant de Géométhane la hausse est associée à des travaux de rénovation du site.

4 Bases d'actifs régulées

Les investissements réalisés par les opérateurs sont intégrés à la base d'actifs régulés (BAR) à la suite de leur mise en service. La BAR diminue au rythme de l'amortissement des installations. La BAR des opérateurs d'infrastructures gazières est réévaluée chaque année de l'inflation. La BAR augmente, en euros constants, lorsque les nouveaux investissements sont supérieurs aux amortissements des actifs existants, et réciproquement



en M€	GRDF	GRTgaz	Teréga	Storengy	Teréga stockage	Géométhane
2012	14 217	6 882	1 010			
2013	14 306	7 045	1 109			
2014	14 314	7 309	1 171			
2015	14 226	7 579	1 194			
2016	14 162	7 978	1 322			
2017	14 361	8 223	1 328			
2018	14 629	8 278	1 372	3 526	1 182	189
2019	14 925	8 774	1 510	3 686	1 205	203
2020	15 138	8 724	1 553	3 580	1 194	200
2021	15 196	8 623	1 552	3 714	1 196	199
2022	16 398	9 175	1 697	3 974	1 248	207

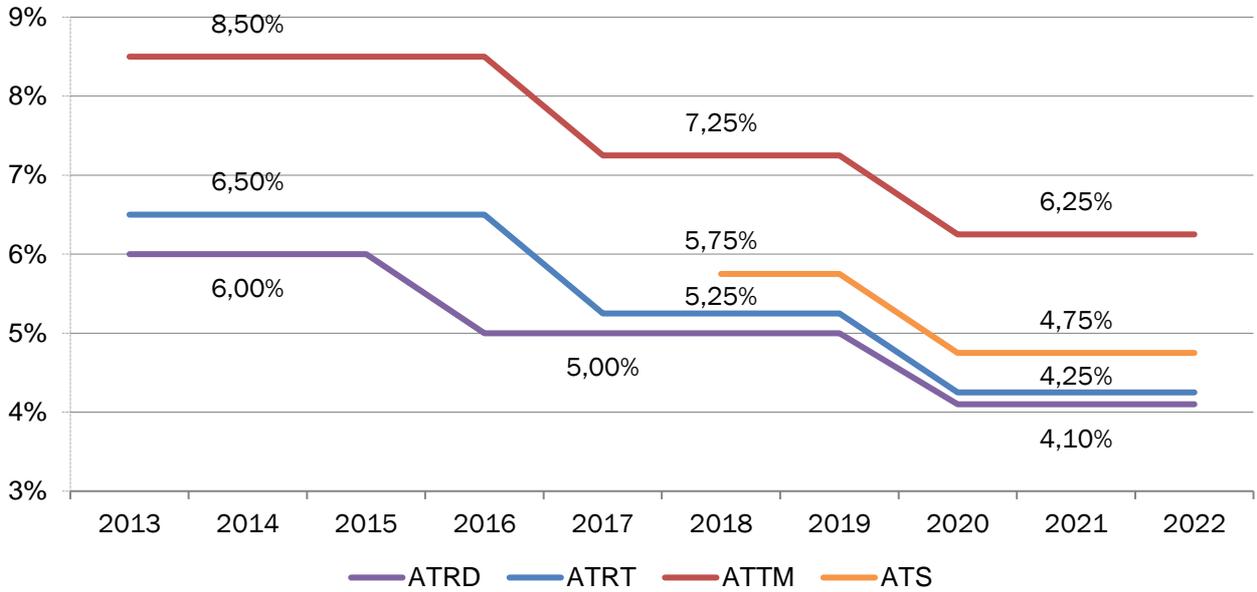
La forte hausse en euros courants des BAR observée en 2022 est due à l'application d'une inflation de 6,2 %. GRTgaz et Teréga ont connu des hausses de leur BAR largement supérieures à l'inflation du fait l'effort massif de renforcement du réseau de transport de gaz français mené entre 2008 et 2019 : développement des interconnexions, raccordement de terminaux méthaniers, création de la zone de marché unique. L'évolution des autres BAR a été proche de celle de l'inflation.

Au 1^{er} janvier 2023, la somme des BAR des gestionnaires d'infrastructures de gaz en France métropolitaine (y compris les opérateurs de terminaux méthaniers régulés et à l'exception des ELD gazières) s'élève à 34 milliards d'euros.

5 Taux de rémunération

Durant les périodes tarifaires précédentes, le taux de rémunération, ou coût moyen pondéré du capital (CMPC), s'appliquait à la BAR agrégeant la valeur de la totalité des actifs opérés par un même opérateur. Il a été fixé pour toute la durée de la période tarifaire et calculé sur la base de paramètres de calcul issus de données de long terme. En particulier, le taux sans risque a été calculé sur la base de moyennes de long terme des taux de maturités longues, en cohérence avec les actifs à durée de vie longue qui composent la BAR.

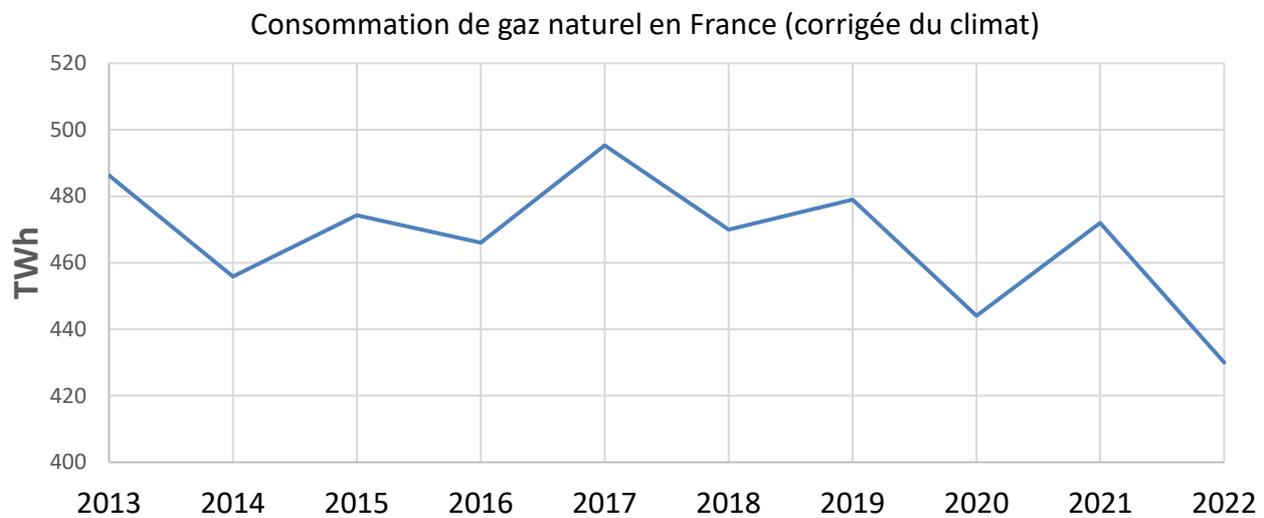
CMPC de base - tarifs gaziers
(réels, avant impôt)



Éléments non financiers

1 Consommation française

Consommation domestique totale de gaz naturel de la France en TWh (corrigée du climat) :

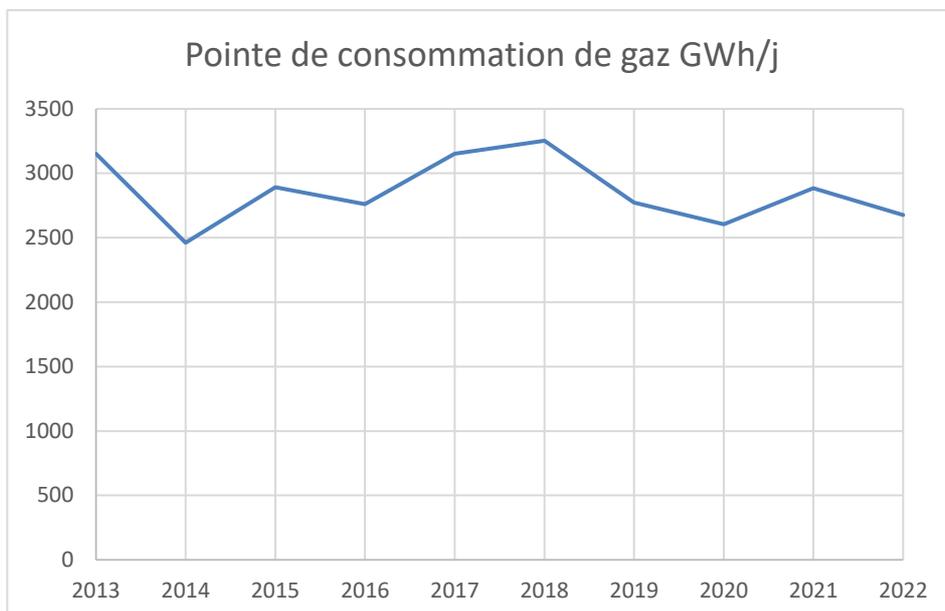


Année	Consommation corrigée du climat (TWh)	Zone GRTgaz	Zone Teréga
2013	486	469	31
2014	456	392	27
2015	474	423	28
2016	466	465	28
2017	495	467	28
2018	470	442	28
2019	479	451	28
2020	444	419	25
2021	472	444	28
2022	430	406	24

2 Pointe gaz France

Pointe de consommation de gaz naturel constatée en GWh/j

En 2012, une pointe de consommation de 3670 GWh/j a été observée le 8 février dans des conditions climatiques qui correspondent à un risque froid de 14 %.



Année	Pointe de consommation de gaz (GWh/j)	Zone GRTgaz	Zone Teréga
2013	3152	2940	212
2014	2461	2274	187
2015	2893	2676	217
2016	2761	2588	173
2017	3153	2930	223
2018	3253	3042	211
2019	2773	2595	178
2020	2606	2465	140
2021	2884	2758	126
2022	2676	2519	157

3 Nombre de clients

Nombre de clients	GDRF (millions)	GRTgaz	Teréga
2013	10,9	912	286
2014	10,9	948	328
2015	10,9	917	330
2016	10,9	914	331
2017	11,0	908	329
2018	11,1	908	335
2019	11,1	910	334
2020	11,2	896	341
2021	11,2	890	348
2022	11,1	879	354

4 Nombre de km de réseaux

	GDRF	GRTgaz	Teréga
2013	195 850	32 056	5 058
2014	196 940	32 153	5 065
2015	197 928	32 320	5 136
2016	198 886	32 456	5 134
2017	199 781	32 414	5 056
2018	200 715	32 548	5 080
2019	201 716	32 527	5 135
2020	202 759	32 519	5 127
2021	204 239	32 527	5 115
2022	205 809	32 618	5 099

5 Capacités d'injection de biométhane (GWh/an)

Année	Distribution	Transport	Total
2013	81		81
2014	133		133
2015	432	85	517
2016	599	85	684
2017	931	241	1 172
2018	1 515	373	1 888
2019	2 464	600	3 064
2020	4 264	902	5 166
2021	6 707	1 502	8 209
2022	9 234	2 207	11 441
2023	9 852	2 451	12 303

Le bilan de la régulation incitative de la qualité de service sur la période ATRD6 figure en annexe 5 de la présente consultation publique.

ANNEXE 2 : BILAN DE LA PHASE DE DEPLOIEMENT MASSIF DES COMPTEURS GAZPAR

Le projet de comptage évolué de GRDF, dit « projet Gazpar » a été initié dès 2007. Ces compteurs évolués permettent notamment la relève à distance et la transmission des index réels de consommation aux fournisseurs sur un pas de temps mensuel ou lors d'événements contractuels. Après plusieurs expérimentations, la phase de déploiement massif a débuté le 1^{er} mai 2017 pour une durée de 6 ans, et a pris fin à l'été 2023. Elle visait à équiper 95% du parc total de compteurs (les 5% restants étant déployés lors de la phase de déploiement diffus). GRDF estime qu'à cette date, près de 11 millions de compteurs Gazpar sont posés sur un parc total de 11,6 millions.

Le projet de déploiement des compteurs Gazpar revêt un caractère exceptionnel pour GRDF, à la fois en termes financiers et en termes d'enjeux techniques et organisationnels. Etant donné l'ampleur du projet et la nécessité de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais prévisionnels, la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 a fixé le cadre de régulation incitative du projet Gazpar pour la période de déploiement massif⁸¹. Ce cadre est organisé autour de trois enjeux majeurs du projet :

- le respect du calendrier de déploiement,
- la maîtrise des coûts
- la performance de la chaîne communicante.

La CRE considère que la phase de déploiement massif s'est bien déroulée et que les objectifs fixés à GRDF ont été atteints. Les délais de déploiement ont été respectés, malgré la crise sanitaire et les tensions sur les matériels. Les coûts d'investissement sont inférieurs d'environ 6% par rapport au plan d'affaire initial. Enfin, les résultats de performance de la chaîne communicante sont à la hauteur des attentes.

Le tarif ATRD7 s'inscrit donc dans un contexte de taux d'équipement du parc élevé et d'un ralentissement du rythme des poses.

La CRE, dans le cadre des travaux tarifaires ATRD7, souhaite d'une part s'assurer que les gains attendus en exploitation se concrétisent effectivement, et d'autre part définir une nouvelle régulation incitative pour la phase d'exploitation du projet Gazpar. Cette régulation incitative devra répondre à deux enjeux principaux : assurer un haut niveau de performance de la chaîne communicante et faciliter les gains à l'échelle de la collectivité (cf. Annexe 2, paragraphe 2.2).

Enfin, la fin de la phase de déploiement massif ne signifie pas la fin du déploiement de Gazpar. Un déploiement diffus va se poursuivre pendant plusieurs années, pour les 5% environ de clients encore non équipés d'un compteur Gazpar. La présente consultation porte également sur le sujet de la relève à pied résiduelle, pour les consommateurs qui ne sont pas encore équipés d'un compteur évolué Gazpar.

1. Un projet qui a atteint ses objectifs de coûts et de déploiement

1.1 Un calendrier respecté

Le taux cible de déploiement a été initialement fixé à 90,6% de compteurs Gazpar déclarés communicants⁸² en 2023. Le modèle d'affaires initial prévoyait une phase de montée en charge sur la période de 2017 à 2018 puis une phase de déploiement soutenu sur la période de 2019 à 2021 avec une accélération de la pose jusqu'à 2,6 millions de compteurs par an.

Comme défini dans la délibération du 21 décembre 2017⁸³, la phase de déploiement massif de Gazpar, qui était initialement prévue le 1^{er} janvier 2017, a été décalée au 1^{er} mai 2017. Un premier décalage entre la trajectoire de référence et la trajectoire réalisée s'explique en conséquence.

⁸¹ Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF

⁸² Les compteurs posés sont déclarés communicants s'ils sont capables de communiquer les index de consommations via télé-relève

⁸³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 décembre 2017 portant décision sur la mise en œuvre du cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF

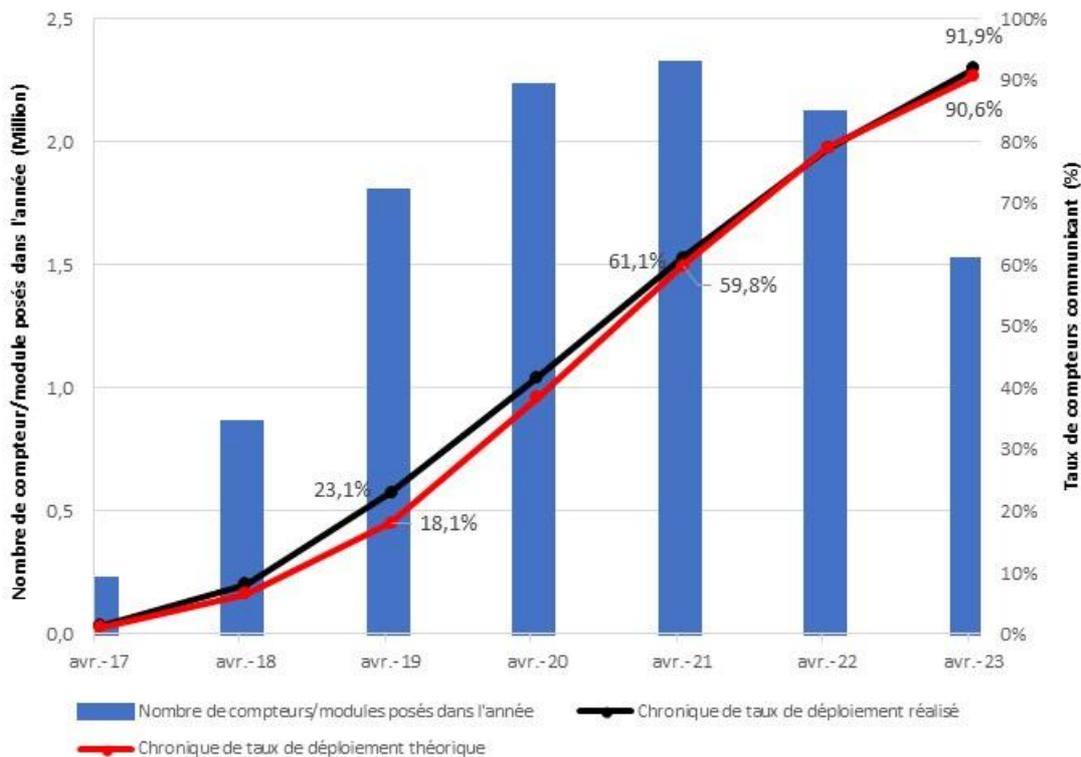


Figure 45. Trajectoire de déploiement Gazpar

De 2017 à 2019, la phase de montée en charge a permis d’atteindre un taux de déploiement de 23,1% en 2019, supérieur au taux cible de 18,1%. En 2020, le confinement lié au Covid-19 a ralenti le programme Gazpar et a conduit à un arrêt complet du déploiement de mars à juin. L’année suivante, en 2021, le déploiement a de nouveau été contraint à cause de difficultés d’approvisionnement dues à la pénurie de matériels. Malgré ces événements imprévus, GRDF a dépassé le taux cible de déploiement de 90,6% du parc total en atteignant en avril 2023, 91,9% de compteurs déclarés communicants.

Taux de déploiement - été 2023	Objectif RI	Réalisé
Assiette « actifs + inactifs* déclarés communicants »	90,60%	92,9% ⁸⁴
Assiette « actifs déclarés communicants »	95%	94.8%

L’année 2023 est la dernière année du déploiement massif, elle sera suivie d’une phase de déploiement diffus, caractérisée par un volume de pose réduit (environ 100 000 poses par an) et la réinternalisation de la pose par GRDF. Cette phase de déploiement diffus doit permettre le déploiement de compteurs Gazpar sur le reste du parc d’ici la fin de la période ATRD7.

Tous les deux ans, la CRE a constaté le respect du calendrier de déploiement prévu et GRDF n’a donc pas supporté de malus au titre de la régulation incitative sur les délais.

GRDF aura en revanche posé 100 000 compteurs de moins qu’initialement prévu dans son modèle d’affaires, en raison d’une surestimation du nombre de compteurs lors de la prévision initiale, et de la non-prise en compte de la baisse tendancielle du parc de clients (10,8 millions de compteurs Gazpar en juin 2023 sur un parc total de 11 millions de compteurs, contre 10,9 millions prévus initialement sur un parc total prévu à 12 millions). Le cadre de régulation incitative tenant compte du taux de compteurs Gazpar communicants par rapport au parc réel de compteurs, cet écart n’a pas d’incidence sur le respect du taux de déploiement.

⁸⁴ En ajoutant les compteurs non encore déclarés communicants, le taux de déploiement atteint environ 95%.



1.2 Des coûts maîtrisés

Pour évaluer la performance financière lors de la phase de déploiement massif, la trajectoire réalisée a été comparée avec le plan d'affaires de 2014, corrigée du nombre effectif de compteurs posés durant la phase de déploiement massif. L'année 2023 n'a pas été prise en compte dans cette analyse : GRDF n'a pas encore fourni un détournement précis des coûts de 2023 affectables à la phase de déploiement massif pour cette année. La CRE intégrera ces données dans le bilan qu'elle présentera dans sa délibération tarifaire.

Les coûts d'investissement sont inférieurs aux prévisions

Le coût de la phase de déploiement massif était initialement évalué à 1,32 Md€ jusqu'en 2022 (pour la pose de 10,9 millions de compteurs et 15 200 concentrateurs), répartis comme suit :

- achat et pose des compteurs (71 %) ;
- achat et pose des modules (5 %) ;
- achat et pose des concentrateurs (9 %) ;
- chaîne communicante hors SI et mobilité (5 %) ;
- coûts liés au système d'information (10 %).

Au global, fin 2022, GRDF aura moins dépensé qu'estimé dans le plan d'affaires initial. Compte tenu du nombre plus faible que prévu de compteurs à poser, le montant d'investissement de référence (rapporté à un même nombre de compteurs posés) pour le projet Gazpar est de 1,30 Md€, à comparer à des coûts réalisés de 1,22 Md€ soit une économie de 6 %.

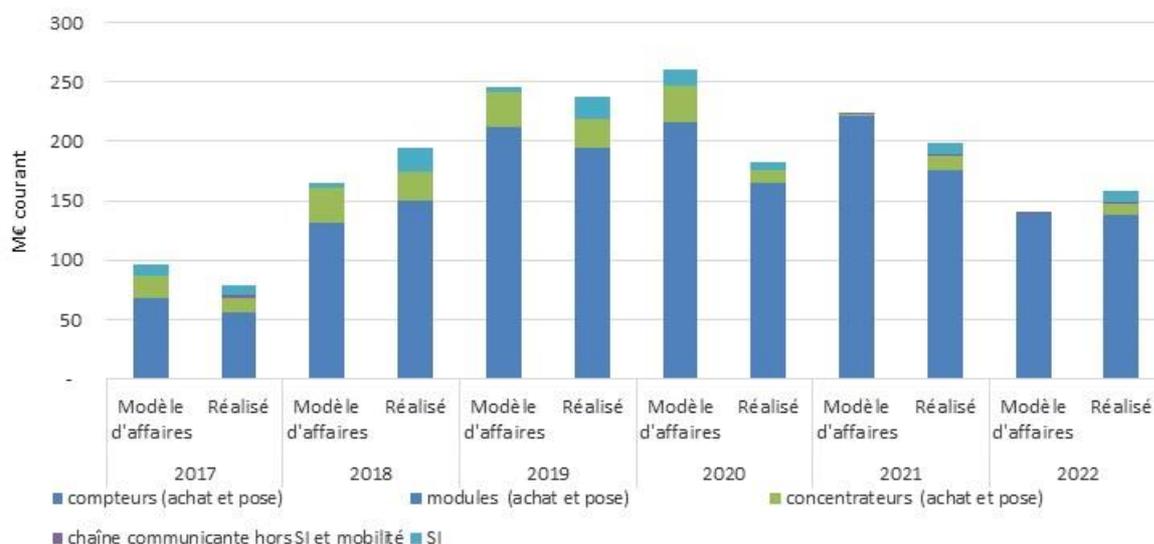


Figure 46. Trajectoire des investissements de Gazpar

Ce résultat est le fruit :

- d'économies sur le coût unitaire de matériel et de pose (110 M€, soit -11%)
- d'une optimisation du nombre de concentrateurs à poser : GRDF n'a posé que 9 900 concentrateurs au lieu des 15 200 prévus, ce qui conduit, malgré une hausse des coûts unitaires des concentrateurs, à une économie de 16 M€ ;

Ces gains sont en partie compensés par des coûts d'investissements liés au système d'information (SI) plus élevés que prévu (244 M€ au lieu de 198 M€).

Ces gains sur les coûts d'investissement bénéficient directement aux consommateurs, puisque les montants non dépensés n'entreront pas dans la base d'actifs régulés de GRDF.

Des charges nettes d'exploitation maîtrisées

Le coût de fonctionnement sur la phase de déploiement massif était initialement évalué à 307 M€ jusqu'en 2022, réparti comme suit :

- coûts de supervision des systèmes d'informations (49 %) ;
- pilotage du projet et pilotage déploiement (36 %) ;
- loyer des concentrateurs (7 %) ;
- maintenance des concentrateurs, compteurs et supervision (4 %) ;

- coûts télécoms (2 %) ;
- coûts des chantiers préparatoires au déploiement (2 %).

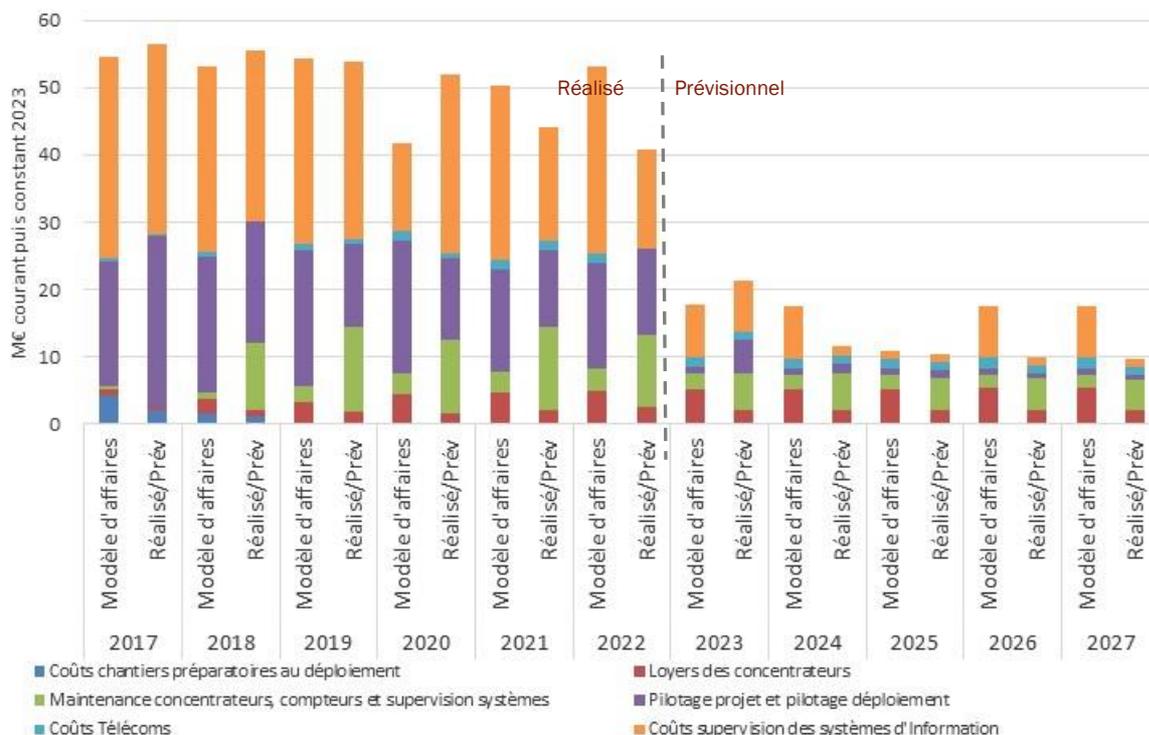


Figure 47. Trajectoire des coûts de fonctionnement de Gazpar

Sur la période 2017-2022, les charges d’exploitation ont été globalement maîtrisées avec une économie de 4,4 M€ (-1%) sur les 303 M€ dépensés. GRDF a réalisé des économies sur l’ensemble des postes, à l’exception des coûts de maintenance de concentrateurs et de supervision système, qui sont en surcoût de 43,5 M€ sur cette période. Ces surcoûts sont liés à un taux de défaillance plus élevé qu’attendu des concentrateurs et à la mise en place d’équipes de supervision non prévues initialement, dédiées à l’amélioration de la publication des données.

GRDF a mis à jour son estimation des coûts pour la prochaine période tarifaire : pour la période ATRD7, les charges d’exploitation prévisionnelles s’établissent à environ 10,4 M€/an (inférieures de 4,5 M€ par rapport au modèle d’affaires), réparties comme suit.

- 4,7 M€/an pour la maintenance des équipements et la supervision des systèmes techniques. L’écart de + 2,7 M€/an par rapport au modèle d’affaires provient de la mise en place d’équipes de supervision non prévues initialement, de ressources dédiées à l’amélioration de la publication des données ou encore de coûts de maintenance corrective des concentrateurs plus importants ;
- 3,3 M€/an pour les coûts d’hébergement des concentrateurs et les coûts télécoms, soit une économie de 3,5 M€/an liée à la baisse des loyers et à l’optimisation du nombre de concentrateurs ;
- 2,3 M€ /an pour la supervision des SI et le pilotage du déploiement, soit une économie de 3,8M€/an due à un changement de SI.

GRDF a mutualisé la phase de déploiement avec d’autres interventions, pour optimiser les coûts

En plus des gains prévus initialement dans le modèle d’affaires, GRDF a identifié de nouveaux gains en cours de déploiement liés à une mutualisation des coûts :

- **Projet SAT3LLITE** : ce projet vise à moderniser le système de télérelève et de calcul de l’énergie de clients du haut de portefeuille GRDF. La solution Gazpar a été retenue pour équiper la majorité des PCE en fréquence MM/JJ (respectivement relevés une fois par mois et 3 fois par jour) précédemment équipés de dispositif TECHNOLOG. Cette optimisation a concerné 92 000 PCE pour une économie totale de 32 M€ (courant) sur la période de déploiement massif.



- Intervention clientèle couplée à la pose : lorsque cela a été possible, GRDF a profité des interventions clientèles pour poser des compteurs Gazpar de manière conjointe. Environ 710 000 PCE sont concernés, pour une économie d'environ 10,5 M€.
- Projet « Traçabilité des régulateurs » (TDR) : depuis 2021, GRDF contrôle les 7,5 millions de régulateurs ou détendeurs sur le réseau MPB. GRDF a optimisé ces opérations en couplant le remplacement de détendeurs avec la pose du compteur Gazpar. 682 000 compteurs ont été concernés pour une économie estimée à 8,6 M€.

Ces mutualisations des coûts ont permis d'éviter des dépenses à GRDF s'élevant à 51 M€ sur la période de déploiement massif.

2. Les gains liés aux fonctionnalités de Gazpar

Le modèle d'affaires du projet Gazpar prend en compte des gains directs pour le gestionnaire de réseau mais aussi d'autres bénéfices en dehors du périmètre de GRDF. L'utilisation du système Gazpar pour améliorer l'exploitation du réseau permet, en effet, de générer d'autres gains importants à l'échelle de la société.

2.1. Des gains pour GRDF qui se répercutent dans les tarifs de réseaux

Si les investissements évités constituent des gains certains, GRDF ne devant pas engager de coûts supplémentaires pour équiper les logements neufs ou remplacer les compteurs en fin de vie, la CRE doit s'assurer que les gains d'exploitation sont bien au rendez-vous et qu'ils sont répercutés aux utilisateurs des réseaux.

Les gains d'exploitation prévus au périmètre de l'activité de distribution de GRDF sont liés à :

- la diminution des coûts de relève, liée à la substitution de la relève à pied par la télérelève ;
- la réduction des pertes et différences diverses (PDD) en lien avec une réduction des pertes non-techniques, portées par les clients n'ayant pas souscrit de contrat de fourniture (PCE inactifs) ;
- la diminution du coût des relèves spéciales, liée à la fiabilisation du comptage et au coût évité du déplacement ;
- la diminution des coûts de gestion des redressements, liée à la diminution du nombre de redressements manuels de facturation ;
- enfin, une diminution des coûts du repérage des organes de coupure individuels (dit « robinets 13.2 »), qui ont été mutualisés avec le déploiement des compteurs communicants.

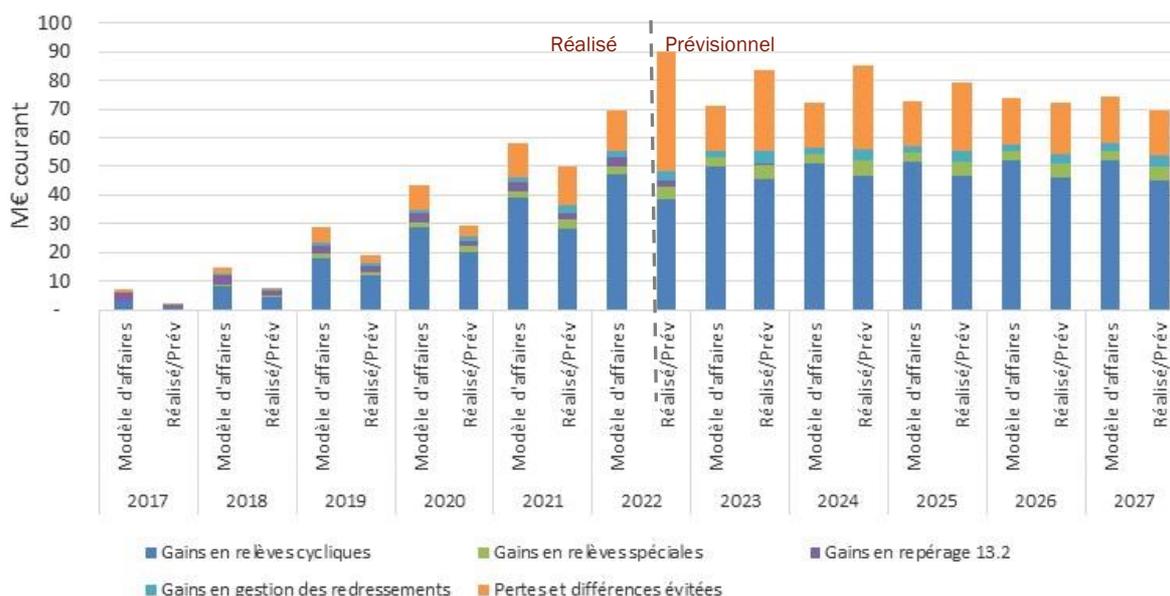


Figure 48. Evolution des gains OPEX Gazpar

En moyenne sur la période de l'ARTD7, le projet permettra de réaliser des gains sur les dépenses opérationnelles de GRDF d'environ **80 M€/an**, proche du niveau prévu par le modèle d'affaires initial du projet, dont :

- **les gains hors pertes, à hauteur de 57,5 M€/an** (contre 60,1 M€/an prévu dans le modèle d'affaires) : les gains en termes de relève évitée (télérelève, baisse des relèves spéciales, moindres redressements) sont inférieurs au modèle d'affaires initial, principalement du fait de la baisse prévisionnelle du nombre de consommateurs. En revanche, le coût de la relève estimé dans le modèle d'affaires initial comprenait l'effet anticipé du démixtage avec Enedis, finalement moins élevé que prévu, et qui a été atténué par des optimisations dans les procédures de GRDF.
- **les gains relatifs aux pertes et différences (PDD), à hauteur de 22,5 M€/an** contre 16,8 M€/an dans le modèle d'affaires : ces gains reposent sur une hypothèse de baisse des pertes non-techniques, portées par les clients n'ayant pas souscrit de contrat de fourniture. L'écart par rapport au modèle initial est principalement lié au prix du gaz, qui a été jusqu'à 3,5 fois supérieur au prix du modèle d'affaires pour l'année 2022.

De 2024 à 2027, les gains diminuent progressivement en lien avec la baisse tendancielle du nombre de consommateurs.

Retraités du coût de la relève résiduelle, ces gains devraient atteindre un montant d'environ 66 M€/an, légèrement supérieurs aux prévisions initiales, soit environ 264 M€ sur la période ARTD7.

2.2 Des gains supplémentaires pour la collectivité

Au-delà des gains générés à l'échelle du GRD, l'utilisation du système Gazpar permet de générer d'autres gains à l'échelle de la collectivité. La phase de déploiement venant de s'achever, il est trop tôt pour confirmer les montants prévus dans le modèle d'affaires. Néanmoins, ils représentent un potentiel non négligeable et la CRE considère que ces gains nécessitent d'être suivis.

Pour les fournisseurs :

- des gains sur les coûts liés au service client, grâce à la diminution des réclamations relatives à la facturation ;
- des gains liés aux coûts d'équilibrage et de couverture du CED grâce à l'augmentation de la précision du comptage.

Pour les clients :

- des gains liés à une meilleure maîtrise de la demande d'énergie (MDE), grâce à une connaissance plus fine de la consommation notamment ;
- des gains générés par la capacité de Gazpar à réaliser des télérelèves, impliquant la fin de la présence obligatoire au domicile lors des interventions ;
- des gains en liens avec la suppression de la facturation de certains clients (G10+ fréquence MM) n'ayant plus à payer un abonnement puisque le service sera présent pour tous les compteurs

Pour la collectivité : des gains faisant suite au prix de l'hébergement des concentrateurs.

Si des gains sont d'ores et déjà matérialisables, comme la présence non-requise du client lors des opérations de relèves, en revanche, concernant les gains relatifs à la maîtrise de la consommation (MDE), la CRE constate qu'il est difficile de quantifier la baisse de consommation induite. En effet, l'ordre de grandeur de la baisse recherchée (environ 1,5%) est par exemple du même ordre de grandeur que l'incertitude sur la méthode de correction climatique pour comparer les volumes consommés à température normale. GRDF a cependant remarqué en 2022 une forte croissance du nombre d'espaces personnels créés sur leur site permettant la consultation des données de consommations (+ 30%). Par ailleurs, cette même année a été marquée par des efforts d'efficacité énergétique majeurs chez les clients (en moyenne -7% par rapport à 2021) mais il est difficile d'en déduire la part de cette réduction attribuable aux compteurs communicants.

ANNEXE 3 : POSTES DE CHARGES ET DE PRODUITS COUVERTS AU CRCP ET TAUX DE COUVERTURE ENVISAGES A CE STADE

		Taux de couverture au CRCP
Charges de capital normatives (hors charges de capital « hors réseaux »)		100 %
Charges relatives à la contrepartie versée par GRDF aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique		100%
Charges générées par les impayés des consommateurs sur leur part acheminement		100 %
Charges relatives aux coûts échoués ou les moins-values de cession traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture		100 %
Revenus tarifaires perçus par GRDF		100 %
Revenus perçus par GRDF sur les participations de tiers, recettes générées par les autres prestations récurrentes facturées, recettes générées par les prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et gaz bas carbone facturées, recettes générées sur les autres prestations annexes en cas d'évolution des tarifs de ces prestations en cours de période tarifaire		100 %
Pénalités perçues par GRDF pour les dépassements de capacités souscrites pour les consommateurs bénéficiant des options T4 et TP		100 %
Plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains		80 %
Charges d'énergie		Ecart entre la trajectoire prévisionnelle et réalisée
Plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains		Ecart entre la trajectoire réalisée et de référence
Charges du projet « changement de gaz »	Ecart entre la trajectoire réalisée et de référence	100 %
Bonus et pénalités résultants des mécanismes de régulation incitative	100 %	80 %
Charges de R&D	100 % des charges non utilisées en fin de période	80 %

ANNEXE 4 : GRILLES ILLUSTRATIVES**Grille illustrative au 1^{er} juillet 2026 avec introduction d'un terme de débit**

- Options tarifaires principales

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j		Terme de débit en €/Nm ³ /h
			Part de la souscription de capacité inférieure à 500 MWh/j	Part de la souscription de capacité supérieure à 500 MWh/j	
T1	45,00	44,66			5,38
T2	175,68	12,00			5,38
T3	1 717,80	6,79			5,38
T4	21 465,24	1,17	286,32	143,04	

- Option « tarif de proximité » (TP)

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/m
TP	51 293,16	142,68	93,72

Les hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs correspondent au scénario présenté au 4.8 de la présente consultation publique.

La grille prend par ailleurs en compte les revenus issus de la tarification des producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone, avec une extension du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection aux charges indirectes.

Grille illustrative au 1^{er} juillet 2026 avec introduction d'un terme de débit et changement de seuil T2/T3

- Options tarifaires principales

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j		Terme de débit en €/Nm ³ /h
			Part de la souscription de capacité inférieure à 500 MWh/j	Part de la souscription de capacité supérieure à 500 MWh/j	
T1	45,00	46,08			5,38
T2	181,92	11,84			5,38
T3	570,36	7,96			5,38
T4	21 465,24	1,17	286,32	143,04	

- Option « tarif de proximité » (TP)

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/m
TP	51 293,16	142,68	93,72

Cet exemple est fondé sur le scénario illustratif d'évolution du tarif présenté au 3.7 de la présente consultation publique et donc sur une hausse globale de 30,0 %, ainsi que sur les hypothèses d'inflation présentées au 4.3 de la consultation publique.

Les hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs correspondent au scénario présenté au 4.8 de la présente consultation publique.

La grille prend par ailleurs en compte les revenus issus de la tarification des producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone, avec une extension du périmètre de charges à couvrir par le timbre d'injection aux charges indirectes.

ANNEXE 5 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE DE GRDF – ACHEMINEMENT

1. Bilan des indicateurs relatifs à l'activité d'acheminement de gaz de GRDF

Indicateurs de qualité de service	Niveau moyen de l'incitation (k€)	Objectif associé	Performance moyenne depuis ATRD6	Structure de l'incitation
Taux de mises en service (MES) réalisées dans les délais demandés	- 360,0	93,0 %	91,5 %	Symétrique
Taux de mises hors service (MHS) réalisées dans les délais demandés	127,8	95,5 %	96,5 %	Symétrique
Taux de raccordements réalisés dans les délais convenus	- 8,8	89,0 %	89,0 %	Asymétrique (pas de bonus)
Taux de réponses aux réclamations des fournisseurs dans les 15 jours calendaires	1,5	96,0 %	96,5 %	Symétrique
Taux de réponses aux réclamations des consommateurs dans les 30 jours calendaires	- 13,5	100,0 %	95,05 %	Asymétrique (pas de bonus)
Taux de disponibilité du portail Fournisseur	138,6	99,5 %	99,95 %	Symétrique
Amplitude des comptes d'écart distribution (CED)	398,2	2020 : 3,6 TWh 2021 : 3,2 TWh 2022 : 2,8 TWh 2023 : 2,4 TWh	2020 : 3,6 TWh 2021 : 2,3 TWh 2022 : 2,1 TWh	Asymétrique (moins de bonus)
Amplitude des comptes d'écart distribution (CED) par fréquence de relève et par fournisseurs	- 553,2	4,5 TWh	4,6 TWh	Asymétrique (pas de bonus)
Taux de publication par OMEGA pour les relèves JJ/JM	1,7	99,94 %	99,94 %	Symétrique
Taux de publication par OMEGA pour les relèves MM	- 22,5	99,93 %	99,84 %	Symétrique
Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M	-122,5	99,98 %	99,49 %	Symétrique
Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs	0,8	0,04 %	0,04 %	Symétrique

Taux de traitement des rejets du mois M en M+1	- 207,5	99,8 %	98,97 %	Symétrique
--	---------	--------	---------	------------

2. Orientation ATRD7 pour les indicateurs relatifs à l'activité d'acheminement de GRDF

2.1. Indicateurs donnant lieu à une incitation financière

2.1.1. Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par GRDF

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <i>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et indemnisés durant le mois M</i> (soit deux valeurs suivies : - pour les consommateurs 6M ⁸⁵ /1M ⁸⁶ , - pour les consommateurs JJ ⁸⁷ /JM ⁸⁸ /MM ⁸⁹)
Périmètre	- tous rendez-vous programmés, donc validés par le GRD - tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et présence du consommateur, non tenus du fait du GRD et systématiquement identifiés par l'opérateur - consommateurs 6M et consommateurs JJ/JM/MM suivis distinctement
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : mensuelle
Objectif	100 % des rendez-vous non tenus automatiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	- versement : directement aux fournisseurs - pénalités : montants identiques à ceux facturés par GRDF en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du consommateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.), en fonction de la fréquence de relève du consommateur, pour chaque rendez-vous non tenu
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre depuis le 1 ^{er} juillet 2008

2.1.2. Taux de mises en service (MES) réalisées dans les délais demandés

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <i>(Nombre de MES clôturées durant le mois M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue)) / (Nombre total de MES clôturées durant le mois M)</i> (soit cinq valeurs suivies : - tous consommateurs confondus - consommateurs 1M - consommateurs 6M - consommateurs MM - consommateurs JJ/JM)
Périmètre	- toutes MES avec déplacement (avec/sans pose compteur), hors MES express - tous fournisseurs confondus - consommateurs 6M, consommateurs MM et consommateurs JJ/JM suivis distinctement
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 93 % par année calendaire
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 40 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 40 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 600 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 ^{er} janvier 2011 - mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2012

2.1.3. Taux de mises hors service (MHS) réalisées dans les délais demandés

⁸⁵ La mesure d'énergie livrée est semestrielle et l'index contenant cette mesure est relevé semestriellement par le GRD.

⁸⁶ L'index contenant la mesure d'énergie livrée est relevé mensuellement par le GRD pour les consommateurs équipés d'un compteur Gazpar.

⁸⁷ La mesure d'énergie livrée est quotidienne et l'index contenant cette mesure est relevé par le GRD tous les jours.

⁸⁸ La mesure d'énergie livrée est quotidienne et l'index contenant ces mesures est relevé mensuellement par le GRD en fin de mois pour tous les jours du mois.

⁸⁹ La mesure d'énergie livrée est mensuelle et l'index contenant cette mesure est relevé mensuellement par le GRD.

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <i>(Nombre de MHS clôturées durant le mois M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue)) / (Nombre total de MHS clôturées durant le mois M)</i> (soit cinq valeurs suivies : - tous consommateurs confondus - consommateurs 1M - consommateurs 6M - consommateurs MM - consommateurs JJ/JM)
Périmètre	- MHS à la suite d'une résiliation du contrat (exceptées les MHS pour impayé), à l'initiative du consommateur - tous fournisseurs confondus - consommateurs 6M, consommateurs MM et consommateurs JJ/JM suivis distinctement
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 95,5 % par année calendaire
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 40 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 40 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 100 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 ^{er} janvier 2011 - mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2012

2.1.4. Taux de raccordements réalisés dans les délais convenus

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <i>(Nombre de raccordements mis en gaz durant le mois M dans le délai convenu) / (Nombre de raccordements mis en gaz durant le mois M)</i> (soit deux valeurs suivies : - raccordement du marché grand public - raccordement du marché d'affaires)
Périmètre	- tous raccordements - raccordements du marché grand public d'une part et raccordements du marché d'affaires d'autre part suivis distinctement
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 89 % par année calendaire
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 25 000 € par point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations par type de raccordements : - 725 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 ^{er} juillet 2010 - mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2012

2.1.5. Taux de disponibilité du portail Fournisseur

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <i>(Nombre d'heures de disponibilité du portail durant la semaine) / (Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail durant la semaine)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- portail OMEGA uniquement, toutes fonctionnalités accessibles des fournisseurs, hors Webservices - causes d'indisponibilités : tout fait empêchant, gênant ou ralentissant de façon importante l'utilisation du portail par les fournisseurs, programmé ou non
Suivi	- fréquence de calcul : hebdomadaire - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 99,5 % par année calendaire
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 1 750 000 € - versement : à travers le CRCP



Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi depuis le 1^{er} juillet 2008 - mise en œuvre des incitations : 1^{er} juillet 2008
-----------------------	--

2.1.6. Taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires

Calcul	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 du ratio :</p> <p><i>(Nombre de réclamations clôturées dans les 15 jours calendaires durant le mois M) / (Nombre total de réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois M)</i></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur ou au consommateur - toutes réclamations déposées sur le portail fournisseurs uniquement, y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus - tous fournisseurs, tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur ou au consommateur
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : mensuelle
Objectif	96 % par mois des réclamations traitées dans les 15 jours calendaires
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 8 000 € par point si le taux mensuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 8 000 € par point si le taux mensuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 1 300 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi depuis le 1^{er} juillet 2008 - mise en œuvre des incitations : 1^{er} juillet 2010

2.1.7. Taux de réclamations multiples

Calcul	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2, du ratio :</p> <p><i>(Nombre de réclamations multiples pour un même PCE et un même type de réclamation) / (Nombre total de réclamations)</i></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - toutes les réclamations reçues par le GRD (dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur ou au consommateur) - tous canaux de transmission de la réclamation - tous fournisseurs, tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 12,00 % o du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 12,00 % o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 10,00 % o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 10,00 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 5 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 5 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 1 000 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - mise en œuvre des incitations : 1^{er} juillet 2024

2.1.8. Taux de publication par OMEGA pour les relèves JJ/JM

Calcul	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 du ratio :</p> <p><i>(Somme entre le 8^{ème} jour ouvré du mois M et le 7^{ème} jour ouvré du mois M+1 du nombre de PCE JJ/JM télérelevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période) / (Somme du nombre de PCE JJ/JM télérelevés dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période)</i></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE JJ/JM existants - tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte) - tous fournisseurs confondus - calcul en J+7
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle



Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 99,94 % par année calendaire
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 985 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 ^{er} juillet 2008 - mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2009

2.1.9. Taux de publication par OMEGA pour les relèves MM

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <i>(Somme entre le 8^{ème} jour ouvré du mois M et le 7^{ème} jour ouvré du mois M+1 du nombre de PCE MM relevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période) / (Somme du nombre de PCE MM relevés dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous PCE MM existants (non uniquement les télérelevés) - tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte) - tous fournisseurs confondus - calcul en J+7
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 99,93 % par année calendaire
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 982 500 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 ^{er} juillet 2008 - mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2009

2.1.10. Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <i>(Somme sur le mois M du nombre de PCE 6M relevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période) / (Somme du nombre de PCE 6M relevés dont la relève a été reçue par OMEGA)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous PCE 6M existants (non uniquement les télérelevés) - tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte) - tous fournisseurs confondus - calcul en J+2
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o du 1^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2024 : 99,70 % o du 1^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025 : 99,70 % o du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2026 : 99,50 % o du 1^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 99,50 %
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 995 000 € - versement : à travers le CRCP



Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi depuis le 1^{er} juillet 2008 - mise en œuvre des incitations : 1^{er} juillet 2009
-----------------------	--

2.1.11. Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : $\frac{\text{Somme des PCE en écart des fournisseurs alternatifs le dernier jour ouvré du mois } M}{\text{Somme des PCE effectivement rattachés aux portefeuilles des fournisseurs alternatifs dans OMEGA le dernier jour ouvré du mois } M}$ (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE existants de fournisseurs alternatifs - fournisseurs alternatifs uniquement
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 0,04 % par année calendaire
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 265 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi depuis le 1^{er} juillet 2009 - mise en œuvre des incitations : 1^{er} juillet 2009

2.1.12. Taux de traitement des rejets du mois M en M+1

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : $\frac{\text{Nombre de rejets corrigés durant le mois } M}{\text{Nombre de rejets générés durant le mois } M-1}$ (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE existants - tous fournisseurs confondus
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 99,8 % par année calendaire
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 1 900 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi depuis le 1^{er} janvier 2010 - mise en œuvre des incitations : 1^{er} juillet 2010

2.1.13. Amplitude des comptes d'écart distribution (CED)

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : $\text{Valeur absolue de la somme annuelle des CED en énergie}$ $= \left \sum_{m=1}^{12} CED_m(JJ) + CED_m(MM) + CED_m(1M) + CED_m(6M) \right $ (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE existants - tous fournisseurs confondus
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	du 1 ^{er} janvier 2027 au 31 décembre 2027 : 10,00 % 2024 : 400 GWh 2025 : 370 GWh 2026 : 350 GWh 2027 : 300 GWh
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 5 € par MWh au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 2,5 € par MWh en dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 250 000 € - versement : à travers le CRCP



Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi depuis le 1^{er} janvier 2024 - mise en œuvre des incitations : 1^{er} janvier 2024
-----------------------	--

2.1.14. Amplitude des comptes d'écart distribution (CED) par fréquence de relève et par fournisseurs

Calcul	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>Somme des CED en énergie et en valeur absolue pour chaque fréquence de relève (JJ, JM/MM, 6M, 1M⁹⁰) et pour chaque fournisseur du mois M</u></p> <p>Soit, par fournisseur :</p> $= \sum_{m=1}^{12} CED_m(JJ) + CED_m(MM) + CED_m(1M) + CED_m(6M) $ <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE existants - tous fournisseurs dont le portefeuille clients est composé, pour au moins une fréquence de relève, d'au minimum 1 % de la somme des PCE disposant de cette fréquence de relève
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	4,85 TWh cumulés sur l'année calendaire
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 0,5 € par MWh au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 0,25 € par MWh en dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 250 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi depuis le 1^{er} janvier 2024 - mise en œuvre des incitations : 1^{er} janvier 2024

2.1.15. Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane

Calcul	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 de la valeur :</p> <p><u>Délai moyen entre la date de réception de la demande et la date de remise au demandeur d'études détaillées adressées à GRDF dans le cadre du raccordement d'une installation d'injection de biométhane</u></p> <p>(soit 1 valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - demandes adressées par un porteur de projet biométhane à GRDF selon les modalités définies dans la procédure de gestion du registre de capacité (jalon D1) - demandes initialement adressées à un GRT et transférées à GRDF
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 120 jours
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année - bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année - valeur plancher des incitations : - 450 000 € - versement : à travers le CRCP

2.1.16. Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane

Calcul	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2, de la valeur :</p> <p><u>Nombre total de réclamations de producteurs consécutives au raccordement d'une installation de biométhane clôturées durant le mois M</u></p> <p>(soit 1 valeur suivie)</p>
--------	--

⁹⁰ La mesure d'énergie livrée est mensuelle et l'index contenant cette mesure est relevé mensuellement par le GRD. Cette désignation est utilisée pour les PCE équipés d'un compteur Gazpar.



Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - toutes réclamations dont la réponse doit être faite par GRDF à un producteur de biométhane - tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par GRDF au producteur
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	Aucune réclamation consécutives au raccordement d'une installation de biométhane dans le mois
Incitations	- pénalités : 100 € par réclamation

3. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service de GRDF

3.1. Indicateurs relatifs à l'environnement

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Emission de gaz à effet de serre dans l'atmosphère rapportée à l'énergie acheminée	Remontée le 1 ^{er} du mois de mars de l'année A+1 du ratio : $\frac{\text{(Tonnes de gaz à effet de serre (équivalent CO}_2\text{) émis dans l'atmosphère sur l'année A)}}{\text{(Quantités de gaz acheminées sur le réseau du GRD sur l'année calendaire A)}}$ (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> - fuites linéiques de méthane - émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations - émissions des véhicules de la flotte du GRD et de ses bâtiments - le résultat de l'indicateur est affiché avec l'indication des quantités de gaz acheminées pendant l'année calendaire 	Année	Déjà mis en œuvre
Fuites de méthane émises dans l'atmosphère	Remontée le 1 ^{er} du mois de mars de l'année A+1 du ratio : $\frac{\text{(Quantités de méthane émises dans l'atmosphère sur l'année A)}}{\text{(Quantités de gaz acheminées sur le réseau du GRD sur l'année calendaire A)}}$ (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> - fuites linéiques de méthane - émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations 	Année	1 ^{er} juillet 2020

3.2. Indicateurs relatifs aux devis et interventions

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais demandés	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, par type de consommateurs et par type d'interventions, du ratio : <i>(Nombre de changements de fournisseurs clôturés durant le mois M dans le délai demandé) / (Nombre total de changements de fournisseurs clôturés durant le mois M)</i> (soit six valeurs suivies : - changements de fournisseur nécessitant un déplacement : o consommateurs 6M o consommateurs MM o consommateurs JJ/JM - changements de fournisseur ne nécessitant pas de déplacement : o consommateurs 6M o consommateurs MM o consommateurs JJ/JM)	- tous changements de fournisseurs - tous fournisseurs confondus - consommateurs 6M, consommateurs MM et consommateurs JJ/JM suivis distinctement	Mois	Déjà mis en œuvre

3.3. Indicateurs relatifs à la relation avec les consommateurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, par numéro de centre d'appel, du ratio : <i>(Nombre d'appels pris sur le mois M) / (Nombre d'appels reçus sur le mois M)</i> (soit deux valeurs suivies : - n° Accueil Accès au Gaz (n° AGNRC) - n° Urgence sécurité gaz)	- tous types d'appels pris/reçus dans les plages horaires d'ouverture du centre d'appel. - tous types d'interlocuteurs - tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus	Mois	Déjà mis en œuvre
Nombre de réclamations de consommateurs par nature	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, par nature de réclamation, de la valeur : <i>Nombre total de réclamations de consommateurs clôturées durant le mois M</i> (soit dix valeurs suivies : - Total - Livraison - Production des services liés à la livraison - Raccordement individuel Gaz - Raccordement du marché d'affaires Gaz - Réseau - Déploiement Gazpar - Développement autres - Acheminement - Autres)	- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur (les réclamations dont la réponse doit être faite par le fournisseur au consommateur ne sont pas concernées) - tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral - tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au consommateur	Trimestre	Déjà mis en œuvre
Taux de réclamations de consommateurs traitées en plus de 2 mois	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, du ratio : <i>(Nombre de réclamations de consommateurs clôturées en plus de 2 mois durant le mois M) / (Nombre total de réclamations de</i>		Mois	Déjà mis en œuvre

	<u>consommateurs clôturées durant le mois M)</u> (soit une valeur suivie)			
--	--	--	--	--

3.4. Indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Taux de réponses aux réclamations des fournisseurs dans les 5 jours calendaires	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(Nombre de réclamations de fournisseurs clôturées dans les 5 jours calendaires durant le mois M) / (Nombre total de réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois M)</u> (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> - toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur (les réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur ne sont pas concernées) - toutes réclamations déposées sur le portail fournisseurs uniquement, y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus - tous fournisseurs, tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur 	Mois	Déjà mis en œuvre
Nombre de réclamations de fournisseurs par nature	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, par nature de réclamation, de la valeur : <u>Nombre total de réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois M</u> (soit huit valeurs suivies : - Total - Accueil - Données de comptage - Gestion et réalisation des prestations - Qualité de fourniture et réseau - Relance - Autres - Déploiement Gazpar)		Mois	Déjà mis en œuvre
Taux de réclamations de fournisseurs traitées en plus de 2 mois	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, du ratio : <u>(Nombre de réclamations de fournisseurs clôturées en plus de 2 mois durant le mois M) / (Nombre total de réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois M)</u> (soit une valeur suivie)		Mois	Déjà mis en œuvre

3.5. Indicateurs relatifs aux données échangées avec les gestionnaires de réseaux de transport (GRT)

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD dans le délai convenu	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <i>Nombre de jours du mois M pour lesquels le GRD n'a pas transmis des allocations provisoires calculées à J+1 dans le délai convenu</i> (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> - tous GRT confondus - tous jours avec un délai non respecté pour l'un ou les deux GRT - hors jours avec délai non respecté à la demande d'un ou des deux GRT (ce jour est comptabilisé comme un jour où le délai est respecté par le GRD) 	Mois	Déjà mis en œuvre
Transmission aux GRT des relevés JJ en intra-journalier dans le délai convenu	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <i>Nombre d'envoi des relevés intra-journaliers du mois M que GRDF a effectué dans le délai convenu entre les GRT et les GRD) / (Nombre maximal théorique d'envoi des relevés intra-journaliers du mois M</i> (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> - tous GRT confondus - tout envoi avec un délai respecté pour les deux GRT - tous jours avec un délai non respecté à la demande d'un ou des deux GRT (ce jour est comptabilisé comme un jour où le délai est respecté par le GRD) 	Mois	Déjà mis en œuvre
Qualité des relevés JJ transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <i>(Somme pour chaque jour J du mois M du nombre de valeurs de consommations de consommateurs télérelevés JJ intégrées dans les calculs d'allocations à J+1) / (Somme pour chaque jour J du mois M du nombre de consommateurs télérelevés JJ enregistrés dans le SI OMEGA pour le jour J)</i> (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> - toutes valeurs effectivement relevées - aucune valeur de repli / remplacement prise en compte - tous fournisseurs, toutes ZET⁹¹, tous GRT⁹² confondus 	Mois	1 ^{er} juillet 2020

⁹¹ ZET : zone d'équilibrage transport.

⁹² GRT : gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel.

<p>Transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD dans un délai permettant leur prise en compte par les GRT</p>	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 de la valeur :</p> <p><u>Nombre de jours du mois M pour lesquels le GRD⁹³ n'a pas transmis des allocations provisoires calculées à J+1 dans un délai permettant leur prise en compte par les GRT</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - tous GRT confondus - tous jours avec un délai non respecté pour l'un ou les deux GRT (la pénalité est due si au moins un GRT est impacté par un retard) - hors jours avec délai non respecté à la demande d'un ou des deux GRT (ce jour est comptabilisé comme un jour où le délai est respecté par le GRD) 	<p>Mois</p>	<p>1^{er} juillet 2020</p>
--	---	---	-------------	------------------------------------

3.6. Indicateurs relatifs aux rectifications d'index

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
<p>Taux d'index rectifiés</p>	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 du ratio :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pour les consommateurs 6M : <p><u>(Nombre de relèves transmises au statut rectifié sur le mois M - Nombre de rectifications suite à MES sur le mois M) / (Nombre de relèves totales transmises sur le mois M)</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - pour les autres consommateurs : <p><u>(Nombre de PCE actifs dont l'index a été rectifié sur le mois M) / (Nombre total de PCE actifs sur le mois M)</u></p> <p>(soit 2 valeurs suivies)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - toutes modifications d'index, quel que soit le fait générateur, à l'exception des rectifications suites à MES pour les consommateurs 6M - tous index réels, et également tous les index calculés pour les consommateurs autres que 6M - tous fournisseurs confondus 	<p>Mois</p>	<p>1^{er} juillet 2020</p>

⁹³ GRD : gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel.



3.7. Indicateurs relatifs à l'injection de biométhane

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
<p>Taux de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés</p>	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2, de la valeur, pour chaque zonage validé par la CRE :</p> <p><u>(Capacité maximale d'injection hebdomadaire du zonage – débit hebdomadaire constaté sur le zonage) / Capacité maximale d'injection hebdomadaire du zonage</u></p> <p>(soit 1 valeur suivie)</p>	<p>Tous les volumes écrêtés même si le producteur a pu se rattraper dans les heures ou jours qui suivent la période de saturation, à l'exception des volumes non injectés en raison d'un choix du producteur.</p>	<p>Mois</p>	<p>1^{er} juillet 2024</p>
<p>Délais moyens de mise en exploitation des renforcements associés au développement des gaz renouvelables et bas carbone</p>	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 de la valeur :</p> <p><u>Délai moyen entre la date de validation par la CRE du renforcement associé au développement des gaz renouvelables et bas carbone et la date de mise en exploitation du renforcement</u></p> <p>(soit 1 valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Demandes adressées par GRDF à la CRE dans le cadre de la validation des investissements associés au développement des gaz renouvelables et bas carbone 	<p>Mois</p>	<p>1^{er} juillet 2024</p>
<p>Délais moyens de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas carbone</p>	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 de la valeur :</p> <p><u>Délai moyen entre la date de réception de la demande (jalon D1) et la date de mise en service de l'unité de production (jalon D8). La date faisant foi pour le jalon D8 est la date de signature du procès-verbal (PV) de mise en service par l'opérateur</u></p> <p>(soit 1 valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - demandes adressées par un porteur de projet à GRDF selon les modalités définies dans la procédure de gestion du registre de capacité (jalon D1) - demandes initialement adressées à un GRT et transférées à GRDF 	<p>Mois</p>	<p>1^{er} juillet 2024</p>

3.8. Indicateur relatif au projet « Changement de gaz »

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Nombre de réclamations associées au projet « Changement de gaz »	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, de la valeur : <u>Nombre total de réclamations associées au projet « Changement de gaz » clôturées durant le mois M</u> (soit 1 valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none">- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par GRDF à un consommateur- tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par GRDF au consommateur	Mois	1 ^{er} juillet 2020

ANNEXE 6 : REGULATION INCITATIVE DU PROJET DE COMPTAGE EVOLUE GAZPAR POUR LA PERIODE 2024-2027

1. Bilan des indicateurs relatifs à la performance du système de comptage Gazpar de GRDF

Indicateurs de qualité de service	Niveau moyen de l'incitation (k€)	Objectif associé	Performance moyenne depuis ATRD6	Structure de l'incitation
Taux de publication des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs communicants	222,2	99,5 %	99,88 %	Symétrique
Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs communicants	137,2	98 %	98,95 %	Symétrique
Taux d'index mesurés sur demandes contractuelles sur le périmètre des compteurs communicants	30,2	98,8 %	98,33 %	Symétrique
Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs communicants	81,8	0,5 %	0,57 %	Asymétrique (moins de bonus)
Taux de mise à disposition des données aux clients finals	141,7	98 %	98,1 %	Symétrique
Taux de disponibilité du portail client	103,3	99 %	99,4 %	Symétrique

2. Orientations ATRD7 pour les indicateurs relatifs à la performance du système Gazpar

2.1. Indicateurs donnant lieu à une incitation financière

2.1.1. Taux de publication des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs communicants

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u><i>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé⁹⁴ dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA durant le mois M) / (Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé dont la relève a été reçue par OMEGA durant le mois M)</i></u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques et de mise hors service (MHS) (relevés de souscription non prises en compte) - tous index mesurés (y compris auto-relevés) et calculés - tous fournisseurs confondus - calcul en J + 2
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : mensuelle
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi à compter du lancement du pilote fournisseurs - mise en œuvre des incitations au début du déploiement industriel (1^{er} mai 2017)
Objectifs et incitations du 1 ^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2027	
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - objectif de référence : 99,5 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 20 000 €, par mois et par point strictement en dessous de l'objectif de référence - bonus : 20 000 €, par mois si le taux est supérieur ou égal à l'objectif de référence - versement : au CRCP

⁹⁴ Les compteurs au « statut télérelevé » sont des compteurs équipés (compteurs intégrés ou compteurs classiques équipés d'un module) et déclarés communicants dans OMEGA/TICC.

2.1.2. Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs communicants

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <i>(Nombre d'index cycliques mesurés sur les PCE T1/T2 au statut télérelevé reçus⁹⁵ par OMEGA durant le mois M) / (Nombre d'index cycliques de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un Contrat d'Acheminement Distribution (CAD), durant le mois M)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques - tous fournisseurs confondus
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : mensuelle
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi à compter du lancement du pilote fournisseurs - mise en œuvre des incitations au début du déploiement industriel (1^{er} mai 2017)
Objectifs et incitations du 1 ^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2027	
Objectif	- objectif de référence : 99 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 20 000 €, par mois et par point strictement en dessous de l'objectif de référence - bonus : 20 000 €, par mois si le taux est supérieur ou égal à l'objectif de référence - versement : au CRCP

2.1.3. Taux d'index mesurés sur demandes contractuelles sur le périmètre des compteurs communicants

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <i>(Nombre d'index contractuels mesurés sur les PCE T1/T2 au statut télérelevé reçus par OMEGA durant le mois M) / (Nombre d'index contractuels de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un CAD, durant le mois M)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous index requis à la suite d'une demande contractuelle : <ul style="list-style-type: none"> o demande de mise en service o demande de mise hors service o demande de changement de fournisseur o demande de changement de tarif - tous index mesurés, y compris auto-relevés - tous fournisseurs confondus
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : mensuelle
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi à compter du lancement du pilote fournisseurs - mise en œuvre des incitations au début du déploiement industriel (1^{er} mai 2017)
Objectifs et incitations du 1 ^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2027	
Objectif	- objectif de référence : 98,8 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 20 000 €, par mois et par point strictement en dessous de l'objectif de référence - bonus : 20 000 €, par mois si le taux est supérieur ou égal à l'objectif de référence - versement : au CRCP

⁹⁵ Reçus depuis l'application TICC (traitement des index et calcul des consommations), qui reçoit les données du SI d'acquisition et les transmet à OMEGA.

2.1.4. Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs communicants

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <i>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé dont un index cyclique calculé pour la 3^{ème} fois consécutive ou plus a été reçu par OMEGA durant le mois M) / (Nombre d'index cycliques de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un CAD, durant le mois M)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques - tous fournisseurs confondus
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : mensuelle
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi à compter du début du déploiement industriel (1^{er} mai 2017) - mise en œuvre des incitations 6 mois après le début du déploiement industriel (1^{er} novembre 2017)
Objectifs et incitations du 1 ^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2027	
Objectif	- objectif de référence : 0,5 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 40 000 €, par mois et par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 80 000 €, par mois si le taux est inférieur ou égal à l'objectif de référence - versement : au CRCP

2.1.5. Taux de disponibilité du portail consommateur

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 des ratios hebdomadaires de disponibilité jusqu'à la fin du mois M, sur des semaines complètes : <i>(Nombre d'heures de disponibilité du portail consommateur durant la semaine) / (Nombre total d'heures prévues d'accessibilité du portail durant la semaine)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - l'ensemble des fonctionnalités accessibles depuis le portail consommateur - l'ensemble des fonctionnalités en accès « libre » - causes d'indisponibilité du site : tout fait empêchant, gênant ou ralentissant de façon importante l'utilisation du site, programmé ou non
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : hebdomadaire - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des indemnités : hebdomadaire et mensuelle
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> - suivi à compter du lancement du pilote fournisseurs - mise en œuvre des incitations au début du déploiement industriel (1^{er} mai 2017)
Objectifs et incitations du 1 ^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2027	
Objectif	- objectif de référence : 99 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 20 000 €, par semaine si le taux est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 40 000 €, par mois si le taux est supérieur ou égal à l'objectif de référence - versement : au CRCP

2.1.6. Taux de publication des données journalières de consommation

Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, du ratio : <i>(Nombre de données de consommation TJDC publiées chaque jour de la semaine S) / (Nombre de PCE abonnés à la transmission journalière des données de consommation pour chaque jour de la semaine S)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- Tout utilisateur ayant souscrit à la prestation de transmission journalière des données de consommation (TJDC)
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : hebdomadaire - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle

	- fréquence de calcul des indemnisations : hebdomadaire et mensuelle
Date de mise en œuvre	- suivi à compter du lancement du pilote fournisseurs - mise en œuvre des incitations au début du déploiement industriel (1 ^{er} mai 2017)
Objectifs et incitations du 1 ^{er} janvier 2024 au 31 décembre 2027	
Objectif	- objectif de référence : 99 %
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 40 000 €, par semaine si le taux est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 40 000 €, par mois si le taux est supérieur ou égal à l'objectif de référence - versement : au CRCP

2.2. Autres indicateurs de suivi de la performance du système de comptage évolué de GRDF

2.2.1. Indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Nombre de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées au déploiement des compteurs communicants, par nature	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, par nature de réclamation, de la valeur : <u>Nombre total de réclamations relatives au déploiement de compteurs communicants émises par des clients finals ou des fournisseurs clôturées dans le mois M</u> (soit 5 valeurs suivies : - Total - Information préalable à l'installation du compteur - Qualité de l'intervention - Hotline - Autres motifs)	- toutes réclamations liées au déploiement des compteurs communicants - toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au client final ou au fournisseur - tous médias de transmission de la réclamation : écrit, oral ou internet - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au client final ou au fournisseur - tous fournisseurs confondus	Mois	1 ^{er} mai 2017
Taux de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées au déploiement des compteurs communicants	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, par nature de réclamation, de la valeur : <u>(Nombre total de réclamations relatives au déploiement de compteurs communicants émises par des clients finals ou des fournisseurs clôturées dans le mois M) / (Nombre de compteurs posés durant le mois M)</u>	- toutes réclamations liées au déploiement des compteurs communicants - toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au client final ou au fournisseur - tous médias de transmission de la réclamation : écrit, oral ou internet - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au client final ou au fournisseur - tous fournisseurs confondus	Mois	1 ^{er} mai 2017

<p>Nombre de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées aux données de consommation, par nature</p>	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 de la valeur :</p> <p><u>Nombre total de réclamations relatives aux données de consommation émises par des clients finals ou des fournisseurs clôturées dans le mois M</u></p> <p>(soit 5 valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Total - Qualité des données affichées - Accès au portail - Accès aux données - Autres motifs) 	<ul style="list-style-type: none"> - toutes réclamations liées aux données de consommation provenant des compteurs communicants - toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au client final ou au fournisseur - tous médias de transmission de la réclamation : écrit, oral ou internet - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au client final ou au fournisseur - tous fournisseurs confondus 	<p>Mois</p>	<p>1^{er} mai 2017</p>
<p>Taux de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées aux données de consommation</p>	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 de la valeur :</p> <p><u>(Nombre total de réclamations relatives aux données de consommation émises par des clients finals ou des fournisseurs clôturées dans le mois M) / (Nombre total de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un CAD)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - toutes réclamations liées aux données de consommation provenant des compteurs communicants - toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au client final ou au fournisseur - tous médias de transmission de la réclamation : écrit, oral ou internet - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au client final ou au fournisseur - tous fournisseurs confondus 	<p>Mois</p>	<p>1^{er} mai 2017</p>
<p>Nombre de demandes de changement de date de publication mensuelle</p>	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé concernés par une demande de changement de date de publication mensuelle recevable reçue par GRDF entre le 1^{er} du mois M-1 et 5 jours ouvrés avant la fin du mois M-1)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - toute demande jugée recevable par GRDF, au sens de la « Procédure de modification de la date de publication mensuelle » définie dans le cadre du GTG - tous fournisseurs confondus 	<p>Mois</p>	<p>1^{er} mai 2017</p>

Taux de changements de date de publication mensuelle réalisés dans les délais	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(Nombre de changements de date de publication mensuelle prenant effet durant le mois M à la suite d'une demande effectuée entre le 1^{er} du mois M-1 et 5 jours ouvrés avant la fin du mois M-1) / (Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé concernés par une demande de changement de date de publication mensuelle recevable reçue par GRDF entre le 1^{er} du mois M-1 et 5 jours ouvrés avant la fin du mois M-1)</u> (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none">- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants- toute demande jugée recevable par GRDF, au sens de la « Procédure de modification de la date de publication mensuelle » définie dans le cadre du GTG- tous fournisseurs confondus	Mois	1 ^{er} mai 2017
---	--	---	------	--------------------------

2.2.2. Indicateurs relatifs à la mise à disposition des données

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
<p>Taux de mise à disposition des données aux consommateurs finals</p>	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 des ratios hebdomadaires de disponibilité jusqu'à la fin du mois M, sur des semaines complètes :</p> <p><u>(Nombre de demandes fructueuses (=consommateurs ayant accédé à l'ensemble de leurs données de consommation) de visualisation de données de consommation durant la semaine) / (Nombre de demandes de visualisation de données de consommation faites durant la semaine)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - consommateurs ayant créé un compte sur le site de mise à disposition des données de consommation (GRDF.fr) - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé rattachés à un compte consommateur - TICC pour les données journalières et horaires - OMEGA pour le service d'authentification et les données cycliques et événementielles - GRDF.fr pour la gestion du compte consommateur 	<p>Mois</p>	<p>1^{er} mai 2017</p>
<p>Nombre de demandes de passage au pas horaire</p>	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 des valeurs :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pour le passage au pas horaire : <u>(Nombre de passages au pas horaire clôturés durant le mois M)</u> - pour le retour au pas journalier : <u>(Nombre de retours au pas journalier clôturés durant le mois M)</u> <p>(soit deux valeurs suivies)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - toute demande jugée recevable par GRDF, au sens de la « Procédure de passage au pas horaire » définie dans le cadre du GTG - tous fournisseurs confondus 	<p>Mois</p>	<p>1^{er} mai 2017</p>
<p>Taux de passages au pas horaire réalisés dans les délais demandés</p>	<p>Remontée le 1^{er} du mois M+2 des ratios :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pour le passage au pas horaire : <u>(Nombre de passages au pas horaire réalisés durant le mois M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue)) / (Nombre de passages au pas horaire clôturés durant le mois M)</u> - pour le retour au pas journalier : <u>(Nombre de passages au pas journalier durant le mois M pour les PCE T1/T2 au statut télérelevé dont la prestation « passage au pas horaire » est arrivée à échéance durant le mois M) / (Nombre de</u> 	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - toute demande jugée recevable par GRDF, au sens de la « Procédure de passage au pas horaire » définie dans le cadre du GTG - tous fournisseurs confondus 	<p>Mois</p>	<p>1^{er} mai 2017</p>



	<u>retours au pas journalier clôturés durant le mois M)</u> (soit deux valeurs suivies)			
--	--	--	--	--