

DÉLIBÉRATION N°2026-96

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2026 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 1^{er} juillet 2026, et modifiant la délibération du 15 février 2024 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony Cellier, Victor Alonso, Nadia FAURE et Didier Rebischung, commissaires.

En application des dispositions de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel. En outre, l'article L. 452-3 du code de l'énergie énonce, d'une part, que « *la Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires* » et, d'autre part, que ces délibérations de la CRE sur les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel « [...] *peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs* ».

Le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, dit tarif « ATRD7 », est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2024, en application de la délibération de la CRE du 15 février 2024¹. Cette délibération précise en outre les modalités du calcul de l'évolution de la grille tarifaire à chaque 1^{er} juillet, à partir de 2025.

Par ailleurs, la délibération de la CRE n°2017-238 du 26 octobre 2017² 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 gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz (GRD) à compter du 1^{er} janvier 2018.

Dans ce cadre, la présente délibération a pour objet de :

- modifier le tarif ATRD7 de GRDF pour :
 - intégrer les charges de mise en œuvre de la péréquation des tarifs de distribution de gaz naturel ;
 - intégrer les charges relatives au règlement européen sur les émissions de méthane ;
 - mettre à jour le niveau de référence pour la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement ;
- ajuster le montant du terme R_f au 1^{er} juillet 2026 pour les options tarifaires T1, T2, T3, T4 et TP et pour les points de livraison sans compteurs individuels ;

¹ [Délibération n°2024-40 de la CRE du 15 février 2024 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF](#)

² [Délibération n°2017-238 de la CRE 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](#)

- faire évoluer la grille tarifaire de GRDF de +5,87 % en moyenne au 1^{er} juillet 2026, en application des modalités de mise à jour annuelle prévues par la délibération du 15 février 2024 susvisée et compte tenu de la modification de la formule annuelle pour prendre en compte les charges de mise en œuvre de la péréquation (+0,57 %).

Cette évolution tarifaire résulte notamment :

- d'un solde de CRCP non apuré au 1^{er} janvier 2025 de 154,1 M€ ;
- de recettes d'acheminement inférieures à celles prévues par la délibération, à hauteur de 245,2 M€, essentiellement en raison de moindres volumes acheminés par client (-18 TWh), et d'un aléa climatique chaud (-4 TWh). Cet effet est récurrent depuis le début de la période tarifaire ;
- de la prise en compte des charges relatives au règlement « émissions de méthane », à hauteur de 12,3 M€ ;
- de la prise en compte des charges résultant de la mise en œuvre de la péréquation des tarifs de distribution de gaz naturel. de charges de capital normatives inférieures au prévisionnel (- 65,6 M€), en raison d'un moindre investissement de GRDF en 2025 et d'une moindre inflation. de l'incidence des indicateurs de performances de GRDF en matière de qualité de service en 2025, et pour lesquels GRDF est incité financièrement dans le cadre du tarif ATRD7 ;
- la qualité de service hors comptage évolué est globalement en léger recul par rapport à l'année 2024 :
 - la performance de GRDF sur les volumes annuels des comptes d'écart distribution (CED) s'est détériorée par rapport à 2024 ;
 - la performance baisse concernant le taux de mises hors service (95,83 % en 2025 contre 96,11 % en 2024, et inférieur à l'objectif cible) et sur les mises en service réalisées dans les délais (93,92 % en 2025 contre 94,38 % en 2024, toutefois supérieur à l'objectif cible) ;
 - toutefois, GRDF améliore sa performance quant au traitement des réclamations multiples (8,99 % en 2025 contre 12,85 % en 2024) ;
 - au global, GRDF perçoit un malus de -9,2 k€ sur la qualité de service hors indicateurs de comptage évolué ;
- la qualité de service du comptage évolué est très satisfaisante, avec la quasi-intégralité des indicateurs en progression depuis 2024, en particulier sur les indicateurs relatifs à la télérelève des index de consommation. GRDF perçoit à ce titre un bonus global de 2,6 M€.

Ainsi, le tarif ATRD7 de GRDF évolue au 1^{er} juillet 2026 de 5,87 %, en application selon la formule suivante :

$$Z = IPC + X + k + P$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} juillet de l'année 2026 exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près ;
- IPC est la somme des deux termes suivants, égale à 0,39 % :
 - le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année 2026 pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année 2026, soit 1,30 % ;
 - l'écart entre l'inflation réalisée de l'année 2025 telle que calculée par l'INSEE (0,89 %) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année 2025 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année 2025 (1,80 %), soit -0,91 % ;
- X est le facteur d'évolution annuelle sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à +1,91 %. Il correspond à l'attrition prévisionnelle progressive de la base de consommation de gaz pendant le tarif ATRD7, et permet de limiter le risque d'écart croissant entre les recettes et les charges à couvrir en fin de période tarifaire ;

- k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant principalement de l'apurement du solde du CRCP ; k est compris entre +3 % et -3 %. Pour l'évolution annuelle au 1^{er} juillet 2026, il s'élève à 3 % ;
- P est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant du calcul des montants de compensation prévisionnels des ELD pour la période ATRD7 de GRDF. En application de la délibération n°2026-83 précitée, ce terme est appliqué exclusivement en 2026 et s'élève à +0,57 %.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 5 mai 2026.

Sommaire

1. Cadre en vigueur pour l'évolution du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.....	6
2. Modification du tarif d'utilisation péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.....	7
2.1. Mise en œuvre de la péréquation des tarifs de distribution de gaz naturel.....	7
2.2. Prise en compte des charges relatives au règlement européen concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie	8
2.2.1. Niveau des charges additionnelles.....	9
2.2.2. Cadre de régulation relatif au Règlement méthane	10
2.3. Modification de la régulation incitative des coûts unitaires	12
2.4. Prise en compte des nouvelles charges dans le revenu autorisé de GRDF.....	13
3. Évolution de la grille tarifaire de GRDF au 1^{er} juillet 2026	13
3.1. Solde du CRCP de GRDF au 1^{er} janvier 2026	13
3.1.1. Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025.....	13
3.1.2. Ecart entre montants réalisés et prévisionnels pour l'année 2025.....	14
3.1.3. Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2026	15
3.2. Paramètres d'évolution de la grille tarifaire ATRD7 de GRDF au 1^{er} juillet 2026	16
3.2.1. Evolution de l'indice des prix à la consommation IPC₂₀₂₆.....	16
3.2.2. Facteur d'évolution annuelle sur la grille tarifaire X.....	16
3.2.3. Coefficient k₂₀₂₆ en vue de l'apurement du solde du CRCP ...	16

3.2.4. Coefficient Z_{2026} correspondant à l'évolution moyenne du tarif au 1^{er} juillet 2026	16
3.2.5. Coefficient d'évolution Y_{2026} à appliquer à la grille de référence au 1^{er} juillet 2026	16
3.2.6. Evolution du terme « R_f »	16
Décision de la CRE	18
Annexe 1 : Calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025	21
Annexe 2 : Bilan de la régulation incitative de la qualité de service de GRDF pour l'année 2025	28
Annexe 3 : Annexe confidentielle relative à la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux	31

1. Cadre en vigueur pour l'évolution du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

Le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, dit tarif « ATRD7 », est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2024, en application de la délibération tarifaire de la CRE du 15 février 2024, ci-après la « Délibération tarifaire ». Ce tarif est conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans, avec un ajustement mécanique au 1^{er} juillet de chaque année.

La délibération ATRD7 prévoit que, à compter du 1^{er} juillet 2024 :

- a) chaque année N à partir de 2025, le niveau des termes tarifaires applicables du 1^{er} juillet N au 30 juin N+1, (à l'exception du terme R_f), de la composante tarifaire de relève résiduelle et du terme tarifaire d'injection pour les producteurs de biométhane, évolue du pourcentage de variation suivant, par rapport au niveau du tarif en vigueur au 30 juin de l'année N : *aux termes tarifaires d'une grille de référence à laquelle s'applique un coefficient Y proportionnel à l'évolution tarifaire au 1^{er} juillet N. Le coefficient Y est défini de la manière suivante, arrondi à 4 décimales (0,0001) près :*

$$Y_N = Y_{N-1} * (1 + Z_N)$$

Avec :

- a. Y_N est le coefficient d'évolution en vigueur du 1^{er} juillet de l'année N au 30 juin de l'année N+1, arrondi à 0,0001 près, avec $Y_{2020} = 1$;
- b. Z_N est la variation du coefficient de niveau du tarif au 1^{er} juillet de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près, calculé de la manière suivante :

$$Z_N = IPC + X + k_N$$

Avec :

- IPC_N est 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 est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée de l'année N-1 telle que calculée par l'INSEE³ et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N-1 pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N-1 ;
 - X est le facteur d'évolution annuelle sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à +1,91 %. Il correspond à l'attrition prévisionnelle progressive de la base de consommation de gaz pendant le tarif ATRD7, et permet de limiter le risque d'écart croissant entre les recettes et les charges à couvrir en fin de période tarifaire ;
 - k_N est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonnée à +/-3 %, correspondant à l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) à la date du 1^{er} janvier de l'année N ;
- b) le terme R_f, défini selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n°2017-238 du 26 octobre 2017, évolue chaque année selon l'inflation.

En outre, la CRE peut 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 et des coûts unitaires d'investissements (ajout, modification ou suppression des indicateurs, objectifs ou incitations financières).

³ L'inflation réalisée de l'année N-1 est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'Indice des prix à la consommation hors tabac pour l'ensemble des ménages France entière (référence INSEE 1763852) constatée sur l'année civile N-1, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile N-2.

2. Modification du tarif d'utilisation péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

2.1. Mise en œuvre de la péréquation des tarifs de distribution de gaz naturel

Cadre législatif et dispositions tarifaires

La loi de finances pour 2026 promulguée en date du 19 février 2026 a introduit une péréquation tarifaire nationale pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie.

Les gestionnaires de réseau ainsi concernés sont :

- GRDF, qui dessert environ 11,5 millions de consommateurs et 96 % de la consommation de gaz nationale. Dans le cadre antérieur à la péréquation nationale, la CRE a fixé le tarif péréqué applicable pour GRDF pour les années 2024 à 2027 dans sa Délibération tarifaire, ainsi que le cadre tarifaire applicable pour les évolutions annuelles ultérieure de ce tarif au 1^{er} juillet de chaque année ;
- 20 entreprises locales de distribution (ELD) qui disposaient précédemment d'un tarif péréqué sur chacune de leurs zones de desserte respectives, représentant près de 500 000 clients et environ 4 % de la consommation nationale.

Le tarif appliqué sur les concessions péréquées des ELD à compter du 1^{er} juillet 2026 résultera désormais de l'application d'une grille nationale commune à tous les gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie. Ce tarif est fixé par la CRE. Les ELD versent ou perçoivent des montants de compensation, correspondant à l'écart entre les recettes qu'elles perçoivent via la grille tarifaire nationale et les charges qu'elles supportent.

Décision de la CRE

La loi de finances prévoit qu'au sein de la péréquation, GRDF assure les opérations liées au versement des compensations entre GRD. Ces montants devront donc être perçus par GRDF par l'intermédiaire de la grille tarifaire, désormais nationale. Dans sa délibération n°2026-97 du 7 mai 2026 relative à la mise en œuvre de la péréquation nationale des tarifs de distribution de gaz naturel⁴, la CRE a décidé de répercuter le montant total des compensations prévisionnelles sur une hausse supplémentaire du tarif, en plus de la formule d'évolution annuelle telle que prévue par la délibération ATRD7. Ces montants sont rappelés ci-dessous :

k€ _{courants}	Compensation prévisionnelle			
	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	10 236	3 234	4 181	6 023
R-GDS	6 605	1 153	1 248	2 892
GreenAlp	-825	3 871	4 037	4 583
Vialis	631	73	177	371
Gedia	610	1 240	1 287	1 277
Barr Energies	502	94	-167	111
Caléo	786	947	946	949
Sorégies	1 109	1 298	1 484	1 178
Trois-Frontières Distribution Gaz	471	697	843	1 110
ELD au tarif spécifique	20 126	12 606	14 035	18 494

⁴ Délibération n°2026-97 de la CRE du 7 mai 2026 portant décision relative à la mise en œuvre de la péréquation

Energis - Régie de Saint-Avold	292	183	204	269
Oya Energies	262	164	183	241
Gascogne Energies Services	130	82	91	120
Énergies Services Lannemezan	116	73	81	106
Régie Municipale Gaz et Electricité de Bonneville	108	68	75	99
Gazélec de Péronne	102	64	71	93
Régie Bazas Energies	75	47	52	69
Régie Municipale Multiservices de La Réole	73	46	51	67
Régie Municipale Gaz et Electricité de Sallanches	71	45	50	66
Énergies Services Lavaur	53	33	37	49
Synelva	13	8	9	12
ELD au tarif commun	1 295	811	903	1 190
Total	21 420	13 417	14 937	19 684

Elle a ainsi décidé, dans sa délibération n°2026-97 du 7 mai 2026, de modifier la formule d'évolution annuelle du tarif de GRDF pour intégrer, au 1^{er} juillet 2026, le montant des compensations par ELD dans un terme « P » dédié.

Au 1^{er} juillet 2026, et en application de la délibération précitée, le tarif ATRD7 de GRDF évolue donc selon la formule suivante :

$$Z = IPC + X + k + P$$

Où *P* est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant du calcul des montants de compensation prévisionnels des ELD pour la période ATRD7 de GRDF. En application de la délibération n°2026-83 précitée, ce terme est appliqué exclusivement en 2026 et s'élève à 0,57 %.

2.2. Prise en compte des charges relatives au règlement européen concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie

Le Règlement (UE) 2024/1787 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie définit des règles relatives à la mesure, à la quantification, à la surveillance, à la déclaration et à la vérification des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie dans l'Union européenne, ainsi qu'à la réduction de ces émissions.

La délibération ATRD7 prévoit une clause de rendez-vous permettant d'intégrer les charges additionnelles qui seraient liées à la mise en œuvre de ce règlement, une fois adopté.

La CRE a recueilli les avis des acteurs de marché concernant la prise en compte de charges additionnelles liées à la mise en œuvre du Règlement Méthane et le cadre de régulation applicable à ces charges lors d'une consultation publique s'étant tenue du 19 juin 2025 au 10 septembre 2025⁵.

11 acteurs ont répondu à cette consultation, dont cinq gestionnaires de réseaux et d'infrastructures de gaz, trois associations de professionnels et deux associations de consommateurs et d'utilisateurs de réseaux.

⁵ [Consultation publique n°2025-06 de la CRE du 19 juin 2025 portant sur la prise en compte des coûts additionnels liés à la mise en œuvre du règlement européen sur les émissions de méthane par les gestionnaires de réseaux de transport \(NaTran et Teréga\) et de distribution \(GRDF\) et les opérateurs de stockage \(Storengy, Teréga et Géométhane\)](#)

2.2.1. Niveau des charges additionnelles

Proposition de la CRE lors de la consultation publique

Dans sa consultation publique, la CRE prévoyait de retenir un niveau de charges pour GRDF compris entre une borne haute et une borne basse. Ces bornes, soumises à consultation, étaient constituées de la demande de GRDF pour la borne haute, et, pour la borne basse, des conclusions d'un audit externe et des éventuels ajustements supplémentaires envisagés par la CRE.

2024 - 2027 M€ courants	Charges nettes d'exploitation (CNE)		Investissements		Charges de capital normatives (CCN)		CNE + CCN (% du revenu autorisé prévisionnel 2024-2027)	
	Niveau ajusté	Demande opérateur	Niveau ajusté	Demande opérateur	Niveau ajusté	Demande opérateur	Niveau ajusté	Demande opérateur
GRDF	26,1	26,3	31,7	33,2	5,1	5,5	31,2 (0,2 %)	31,8 (0,2 %)

Synthèse des réponses à la consultation publique

Sept acteurs ont répondu à la question concernant le niveau des charges additionnelles envisagé pour GRDF par la CRE dans sa consultation publique.

Trois acteurs, dont GRDF, sont favorables à la trajectoire envisagée par la CRE. Toutefois, ceux-ci regrettent que la CRE ait ajusté la trajectoire de VSR (vérification de service régulier). Par ailleurs, un de ces acteurs regrette, après analyse des demandes d'autres opérateurs, que GRDF n'ait pas demandé plus de moyens au regard de la taille du réseau. Ces acteurs considèrent qu'il est nécessaire de maintenir une clause de revoyure du fait du niveau d'incertitudes.

Un acteur considère que le poids des coûts hors molécules dans le prix final du gaz est de plus en plus important (coûts des infrastructures, taxes, certificats de production de biométhane (CPB), certificats d'économie d'énergie (CEE), *Emission Trading Scheme* (ETS)). Il considère à ce titre que la hausse de charges induite par le Règlement méthane risque de détériorer la compétitivité du gaz et de freiner la relocalisation d'activités industrielles en France.

Trois acteurs ne sont ni favorables, ni défavorables à la trajectoire envisagée par la CRE pour GRDF.

Analyse de la CRE

La CRE considère que les ajustements mentionnés dans la consultation publique, à savoir -0,6 % pour les charges d'exploitation et -4,3 % pour les charges liées aux investissements, sont justifiés. En effet, une partie de ces ajustements repose sur une exigence d'efficacité dans la mise en œuvre du Règlement méthane. En conséquence, la CRE retient le niveau ajusté correspondant à la borne basse de la consultation publique en tant que trajectoire de charges pour la période 2024-2027.

En ce qui concerne les ajustements reposant sur des retours d'expérience, la CRE considère qu'en l'absence d'autres informations supplémentaires, il est pertinent d'établir des projections de coûts à partir de coûts passés connus. Ainsi, la CRE considère que la trajectoire borne basse donne les moyens appropriés à GRDF pour mettre en œuvre efficacement le Règlement méthane.

La CRE rappelle par ailleurs que la mise en œuvre de ce Règlement méthane est une obligation légale. Les opérateurs doivent s'y conformer. Le tarif ATRD7 est fixé de manière à couvrir les coûts induits dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

En conséquence, la CRE décide de retenir la trajectoire de charges additionnelles suivante :

k€ courants	2024	2025	2026	2027	Total
Trajectoire retenue par la CRE	3 175	9 437	9 882	8 739	31 232
<i>Charges nettes d'exploitation</i>	3 114	8 989	8 425	5 611	26 138
<i>Charges de capital normatives</i>	61	448	1 457	3 128	5 094

La trajectoire de charges de capital normatives est issue de la trajectoire d'investissement suivante :

k€ courants					
Trajectoire retenue par la CRE	2024	2025	2026	2027	Total
Investissements	1 199	5 882	10 341	14 313	31 734

2.2.2. Cadre de régulation relatif au Règlement méthane

Proposition de la CRE lors de la consultation publique

Concernant le rythme de recouvrement des charges additionnelles, GRDF a demandé la création d'un nouveau terme tarifaire dans la formule de calcul du Z permettant une couverture instantanée des charges, s'affranchissant de la contrainte de saturation du coefficient k. La CRE a proposé dans sa consultation publique de maintenir l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz dans une fourchette établie dans la délibération ATRD7, à savoir un coefficient k limité à +/-3 % et ainsi n'a pas accepté la création d'un nouveau terme tarifaire. En outre, la CRE proposait de couvrir les nouvelles dépenses pour la mise en œuvre du Règlement *via* le CRCP.

Concernant les modalités d'incitation des CNE et des CCN additionnelles, la CRE a proposé dans sa consultation publique de maintenir le cadre du tarif ATRD7, sauf pour l'année 2024. Ainsi, la CRE a proposé de couvrir entièrement les charges (CNE et CCN) dépensées en 2024. En revanche, pour les années 2025 à 2027 :

- concernant les CNE, la CRE a proposé de les inciter entièrement, c'est-à-dire de ne couvrir que les CNE issues d'une trajectoire prévisionnelle, et de ne pas couvrir les écarts entre les dépenses réalisées et celles prévues par cette trajectoire ;
- concernant les CCN, la CRE a proposé de couvrir à 100 % les écarts à la trajectoire de CCN initialement prévue dans la délibération ATRD7 pour les investissements « réseaux » et inciter la trajectoire de CCN « hors réseaux » suivant le cadre « TOTEX » présenté dans la délibération ATRD7. Par ailleurs, la CRE a proposé d'appliquer le cadre de régulation des investissements « réseaux » par le moyen de l'enveloppe de priorisation des investissements tout en augmentant le montant de cette enveloppe.

Synthèse des réponses à la consultation publique

Concernant le rythme de recouvrement des charges additionnelles :

- trois opérateurs de réseaux ou d'infrastructures de gaz français, dont GRDF, ainsi qu'une association de professionnels sont défavorables à la proposition de la CRE. Les opérateurs proposent d'intégrer les charges supplémentaires directement dans le revenu autorisé de l'opérateur correspondant, par exemple via la création d'un terme d'évolution tarifaire dédié. Ils justifient cette position en soulignant le risque de décalage temporel entre dépenses et recettes si la proposition de la CRE était mise en place ;
- un gestionnaire de réseau n'est pas défavorable à la proposition de la CRE mais souligne tout de même l'existence du risque de décalage temporel entre dépenses et recettes associés ;
- trois associations de professionnels sont favorables à la proposition de la CRE, en tant qu'elle permet de satisfaire aux exigences de visibilité et de stabilité tarifaire ;
- deux associations de professionnels ne se prononcent pas sur ce sujet. Cependant, l'une d'entre elle note que le report de charges potentiellement induit par la mise en place de la proposition de la CRE ne lui semble pas opportun, dans un contexte de diminution progressive de la demande de gaz et incidemment de hausse du coût unitaire d'utilisation des infrastructures.

Concernant l'incitation des CNE et des CCN :

- deux gestionnaires de réseau sont défavorables à la proposition de la CRE. En effet, ils demandent une couverture à 100 % au CRCP de l'ensemble de ses coûts, potentielles pénalités comprises, arguant d'incertitudes élevées liées à la mise en œuvre du Règlement méthane ;

- deux opérateurs de réseau et d'infrastructure de gaz, dont GRDF, et trois associations de professionnels sont favorables à la proposition de la CRE, rappelant l'importance d'inciter les opérateurs à l'efficacité.

Analyse de la CRE

Concernant le rythme de recouvrement des charges additionnelles, la CRE note les inquiétudes concernant le risque de décalage temporel entre dépenses et recettes.

La CRE décide de maintenir la fourchette d'évolution des termes tarifaires prévue par le tarif ATRD7. Ces modalités sont par ailleurs cohérentes avec les décisions de la CRE concernant la prise en compte des charges liées au Règlement Emissions de méthane pour les gestionnaires de réseaux de transport de gaz et les opérateurs de stockage.

Concernant les modalités d'incitation des CNE et des CCN, la CRE reconnaît l'existence d'incertitudes dans la mise en œuvre du Règlement méthane mais considère que le cadre actuel d'incitation des CNE et des CCN prévu par l'ATRD7 est efficace et devrait donc également être mis en œuvre pour la prise en compte des charges additionnelles prévisionnelles dues au Règlement méthane.

En conséquence, la CRE considère que les charges additionnelles induites par le Règlement méthane doivent être couvertes au travers du CRCP :

- concernant les CNE, un poste au CRCP « Charges d'exploitation dues au Règlement méthane » est créé. La trajectoire de référence visée en partie 2.2.1 est intégrée au CRCP. Les écarts entre les dépenses effectivement réalisées par les opérateurs et la trajectoire de référence ne sont pas intégrés au CRCP. Les charges au titre des exercices 2024 et 2025 sont prises en compte dans le CRCP de l'exercice 2025 calculé lors de l'évolution annuelle de l'année 2026, tandis que les charges additionnelles d'exploitation des exercices 2026 et 2027 sont prises en compte respectivement dans les CRCP des exercices 2026 et 2027. Les trajectoires de charges sont mises à jour de l'inflation chaque année ;
- concernant les CCN pour les investissements « réseaux », les trajectoires de références restent celles de l'ATRD7. Conformément au cadre en vigueur de l'ATRD7, tout écart à la trajectoire de référence est couvert à 100 % au CRCP. Ainsi, les CCN « réseaux » réellement induites par la mise en œuvre du Règlement méthane seront couvertes au titre de ces écarts ;
- concernant les CCN pour les investissements « hors réseaux », un poste au CRCP « Complément CCN émissions de méthane » est créé. La trajectoire de référence visée en partie 2.2.1 est intégrée au CRCP. Les écarts entre les dépenses effectivement réalisées par les opérateurs et la trajectoire de référence ne sont pas intégrés au CRCP. Les charges au titre des exercices 2024 et 2025 sont prises en compte dans le CRCP de l'exercice 2025 calculé lors de l'évolution annuelle de l'année 2026, tandis que les charges additionnelles des exercices 2026 et 2027 sont prises en compte respectivement dans les CRCP des exercices 2026 et 2027. Les trajectoires de charges sont mises à jour de l'inflation chaque année.

Prise en compte des charges dans le calcul du CRCP 2026

En application des dispositions présentées *supra*, le calcul du CRCP 2026 couvre les charges relatives aux années 2024 et 2025. Ainsi, les montants couverts au CRCP sont les suivants :

- Charges nettes d'exploitation : 12 141 k€ décomposés en 3 232 k€ et 8 908 k€ couvrant respectivement 2024 et 2025 ;
- Charges de capital normatives liées aux investissements « hors réseau » : 112 k€ décomposés en 13 k€ et 99 k€ couvrant respectivement 2024 et 2025.

Les valeurs 2024 sont actualisées au taux sans risque tel que prévu par la délibération ATRD7. Par ailleurs, les valeurs 2025 sont recalées de l'inflation réalisée par rapport aux trajectoires présentées *supra*.

2.3. Modification de la régulation incitative des coûts unitaires

Rappel du cadre en vigueur

Le tarif ATRD7 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.

Pour chaque année de la période ATRD7, la CRE 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 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 des 12 catégories d'investissement incitées, 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 et/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).

Pour la période tarifaire ATRD7, la CRE a retenu les années 2020 à 2022 pour recalculer le niveau des coûts associés à chaque catégorie incitée.

Le tarif ATRD7 prévoit néanmoins la possibilité d'actualiser, à l'initiative de la CRE, le niveau de référence à mi-période ATRD7, en fonction de l'évolution constatée de l'environnement des coûts dans la régulation incitative sur 2023 et 2024.

Demande de GRDF

GRDF demande une réactualisation des coûts unitaires de référence en intégrant l'année 2023, considérant que les coûts réels ont continué de croître fortement avec l'intensification de la crise inflationniste en 2023.

Analyse de la CRE

Concernant la réactualisation des coûts unitaires de référence en intégrant l'année 2023, la CRE partage que l'inflation observée en 2023 se prolonge en 2024 et 2025. Pour la période tarifaire 2027-2028, la CRE retient les années 2020 à 2023 pour réévaluer le niveau des coûts de référence associés à chaque catégorie incitée.

Les valeurs des paramètres ainsi que les coefficients annuels d'évolution moyenne des coûts unitaires sont définis dans une annexe confidentielle à la présente délibération.

2.4. Prise en compte des nouvelles charges dans le revenu autorisé de GRDF

Compte tenu des nouvelles charges intégrées au revenu autorisé de GRDF au titre de la péréquation et du règlement européen relatif aux émissions de méthane, la CRE modifie la partie 3.3.1 de la Délibération tarifaire, relative au niveau du revenu autorisé prévisionnel de GRDF, et retient les valeurs prévisionnelles suivantes pour les années 2026 et 2027 :

	2026	2027
Revenu autorisé délibéré	3 927,8	3 948,4
Emissions de méthane	8,4	5,6
Mise en œuvre de la péréquation – compensations prévisionnelles	21,4	13,4
Revenu autorisé prévisionnel mis à jour	3 957,6	3 967,5

Ces montants seront pris en compte dans les prochaines évolutions annuelles du tarif ATRD7 de GRDF.

3. Évolution de la grille tarifaire de GRDF au 1^{er} juillet 2026

3.1. Solde du CRCP de GRDF au 1^{er} janvier 2026

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2026 est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025 (voir point 3.1.1) ;
- et de la différence, au titre de l'année 2025, entre :
 - la différence entre le revenu autorisé définitif et le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation (voir point 3.1.2.1) ;
 - la différence entre les recettes perçues par GRDF et les recettes prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire (voir point 3.1.2.2).

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2026 est obtenu en actualisant le solde définitif du CRCP au 31 décembre 2025 au taux sans risque en vigueur de 3,8 %, afin de garantir la neutralité financière du dispositif.

3.1.1. Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025

Le solde prévisionnel du CRCP de GRDF au 31 décembre 2025 est égal à la somme :

- du solde du CRCP non apuré au 1^{er} janvier 2025 ;
- et de la différence au titre de l'année 2025 entre le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation et les recettes prévisionnelles calculées à partir des hypothèses de quantités distribuées et de nombre de consommateurs desservis, réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Il s'élève à 86,2 M€ à restituer aux utilisateurs et se décompose comme suit :

Composantes du CRCP total à apurer au 1^{er} juillet 2026	Montant (M€)
Solde non apuré du CRCP au 1 ^{er} janvier 2025 [A]	154,1
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2025 [B']	3 930,0
Recettes prévisionnelles révisées des évolutions tarifaires réellement appliquées au titre de l'année 2025 [C']	3 998,0
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025 ([A]+[B']-[C'])=[A']	86,2

3.1.2. Ecart entre montants réalisés et prévisionnels pour l'année 2025

3.1.2.1. Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025

Le revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 s'élève à 3 867,0 M€, dont un bonus net de 1,7 M€ d'incitations financières dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service, des coûts unitaires d'investissement et du projet Gazpar.

Ce revenu définitif est inférieur de 73,2 M€ au revenu autorisé prévisionnel pris en compte dans la Délibération tarifaire révisé de l'inflation réalisée.

Charges et recettes permettant de déterminer le revenu autorisé définitif

L'écart entre le revenu autorisé définitif et le montant prévisionnel révisé de l'inflation s'explique notamment par :

- des recettes d'acheminement inférieures à celles prévues par la délibération, à hauteur de 245,2 M€, essentiellement en raison de moindres volumes acheminés par client (-18 TWh), et d'un aléa climatique chaud (-4 TWh) ;
- la prise en compte des charges résultant du règlement européen relatif aux émissions de méthane (12,3 M€).

Ces effets ne sont qu'en partie compensés par des charges de capital normatives inférieures au prévisionnel (-65,6 M€), en raison d'un moindre investissement de GRDF en 2025 et d'une moindre inflation.

Régulation incitative

Les différentes incitations financières issues du cadre de régulation incitative génèrent en 2025 un bonus global de 1,8 M€ pour GRDF, qui se décompose comme suit :

- un malus de 3,1 M€ au titre de la régulation des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux ;
- un bonus de 2,3 M€ au titre de la régulation incitative sur les coûts unitaires d'investissement du projet de comptage Gazpar ;
- un bonus de 2,6 M€ au titre de la régulation incitative de la qualité de service de GRDF :
 - en 2025, la performance de GRDF sur la qualité de service est globalement en recul par rapport à l'année précédente. En particulier, la performance de GRDF sur les volumes annuels des comptes d'écart distribution (CED) s'est détériorée par rapport à 2024 ;
 - néanmoins, en 2025, GRDF a maintenu un haut niveau de performance du système Gazpar, en particulier sur les indicateurs relatifs à la télérélevé des index de consommation. Cette bonne performance a généré un bonus de 2,6 M€ (+0,5 M€ par rapport à 2024) ;
 - le détail de la performance de GRDF sur ses indicateurs de qualité de service et le bilan des incitations associées sont présentés en annexe 2.

3.1.2.2. Recettes tarifaires perçues par GRDF au titre de l'année 2025

Les recettes tarifaires perçues par GRDF au titre de l'année 2025 sont égales à 3 752,8 M€ et sont inférieures de 245,2 M€ (246,1 M€ hors biométhane) par rapport aux recettes prévisionnelles révisées des évolutions tarifaires réalisées (3 998,0 M€). Elles se décomposent comme suit :

- le montant de référence des recettes liées aux abonnements prises en compte dans le calcul des recettes perçues pour l'année 2025 est 1 695,7 M€, par rapport à des recettes perçues qui s'élèvent à 1 688,7 M€, inférieures de 7,0 M€ au montant de référence ;
- les recettes perçues en 2025 par GRDF au titre des termes tarifaires hors abonnement (termes proportionnels aux quantités de gaz acheminées, souscriptions de capacité journalière et terme proportionnel à la distance au réseau de transport) s'élèvent à 2 059,7 M€, contre un montant prévisionnel de 2 298,7 M€, soit un montant réel inférieur de 239,1 M€ par rapport au chiffre prévisionnel. Cet écart s'explique notamment par des volumes acheminés inférieurs à la prévision du tarif ATRD7 pour l'année 2025 (respectivement 220,0 TWh et 242,1 TWh), récurrent depuis le début de la période tarifaire. Ces recettes sont couvertes à 100 % au CRCP ;
- les recettes perçues au titre des termes tarifaires d'injection de biométhane représentent 4,5 M€.

3.1.3. Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2026

Le solde du CRCP de GRDF au 1^{er} janvier 2026 s'élève donc à 278,5 M€₂₀₂₆ et se décompose de la manière suivante :

Composantes du CRCP total au 1 ^{er} janvier 2026	Montant (M€)
Solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2025 [A']	86,2
Revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 [B]	3 867,0
Revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation au titre de l'année 2025 [B']	3 930,0
Recettes perçues par GRDF au titre de l'année 2025 [C]	3 752,8
Recettes prévisionnelles révisées des évolutions tarifaires réellement appliquées au titre de l'année 2025 [C']	3 998,0
Solde du CRCP au 31 décembre 2025 [A'] + ([B] - [B']) - ([C] - [C'])	268,3
Actualisation au taux de 3,8 %	10,2
Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2026	278,5

GRDF considère que le moindre niveau de recettes tarifaires réalisées par rapport aux recettes prévues dans la délibération tarifaire, récurrent depuis le début de la période ATRD7, devrait conduire à une accumulation de CRCP jusqu'à la fin de la période tarifaire et à une saturation du coefficient k à sa borne haute de +3 %.

GRDF a demandé à la CRE de pouvoir recouvrer les recettes manquantes à un rythme plus rapide que ne le permet le cadre actuel, par exemple en rehaussant le plafond du coefficient k à +/- 4 % jusqu'à la fin de la période tarifaire.

La CRE considère que le risque de saturation du coefficient k n'est pas avéré pour la prochaine évolution annuelle compte tenu des hausses successives du tarif qui, à portefeuille de clients et à volumes acheminés équivalents, permettent d'apurer une part significative du solde de CRCP. De plus, pour la mise à jour du 1^{er} juillet 2026, de telles mesures ne sont pas envisageables car elles auraient nécessité une consultation des acteurs de marché en amont.

3.2. Paramètres d'évolution de la grille tarifaire ATRD7 de GRDF au 1^{er} juillet 2026

3.2.1. Evolution de l'indice des prix à la consommation IPC₂₀₂₆

L'indice IPC, qui correspond à la somme :

- du taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2026 pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année 2026 est égal à 1,30 %. Pour rappel, la prévision de l'indice IPC dans la délibération tarifaire du 15 février 2024 était de 2,00 % pour l'année 2025 ;
- de l'écart entre l'inflation réalisée de l'année 2025 (0,89 %) et le taux d'inflation prévisionnel pour l'année 2024 retenu dans le projet de loi de finances pour l'année 2024 (1,80 %).

Cet indice vaut +0,39 % pour le mouvement tarifaire du 1^{er} juillet 2026.

3.2.2. Facteur d'évolution annuelle sur la grille tarifaire X

Le facteur d'évolution annuelle sur la grille tarifaire X a été fixé dans la Délibération tarifaire de la CRE à +1,91 % par an.

3.2.3. Coefficient k₂₀₂₆ en vue de l'apurement du solde du CRCP

La Délibération tarifaire prévoit que l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} juillet 2026 prend en compte un coefficient k, qui vise à apurer, d'ici le 30 juin 2026, le solde du CRCP du 1^{er} janvier 2025. Le coefficient k est plafonné à +/-3 %.

La détermination du coefficient k nécessite d'évaluer les apurements prévisionnels du 1^{er} janvier 2026 au 30 juin 2027. Ces apurements prévisionnels sont évalués comme l'écart entre :

- les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période ;
- les recettes prévisionnelles résultant de l'application de grilles tarifaires obtenues en recalculant les évolutions annuelles à compter de 2024 avec des coefficients d'apurement k nuls.

Le coefficient nécessaire pour apurer le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2026 s'élève à +4,34 %. Ce chiffre atteint le plafonnement de l'apurement, le coefficient k₂₀₂₆ est donc fixé à +3,00 %.

3.2.4. Coefficient Z₂₀₂₆ correspondant à l'évolution moyenne du tarif au 1^{er} juillet 2026

La variation du niveau des grilles tarifaires au 1^{er} juillet 2026 est égale à :

$$Z_{2026} = IPC_{2026} + X + k_{2026} + P = 0,39 \% + 1,91 \% + 3,00 \% + 0,57 \% = +5,87 \%$$

3.2.5. Coefficient d'évolution Y₂₀₂₆ à appliquer à la grille de référence au 1^{er} juillet 2026

Les grilles tarifaires applicables au 1^{er} juillet 2026 (hors R_f et hors terme d'injection) sont obtenues en multipliant les grilles de référence au 1^{er} juillet 2026 prévues dans la délibération ATRD7 par le coefficient Y₂₀₂₆ égal à :

$$Y_{2026} = Y_{2025} * (1 + Z_{2026}) = 1,0606 * (1 + 5,87 \%) = 1,1229$$

3.2.6. Evolution du terme « R_f »

La délibération de la CRE n°2017-238 du 26 octobre 2017 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 sont égaux depuis le 1^{er} juillet 2022.

De plus, la délibération ATRD6 du 23 janvier 2020⁶ 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.

Le montant du terme R_f est :

- pour les options tarifaires T3, T4 et TP, de 106,08 € par an à partir du 1^{er} juillet 2026 contre 105,12 € jusqu'au 30 juin ;
- 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 1^{er} juillet 2026 au 30 juin 2027 s'établit à 9,48 €, arrondi à 12 c€ près à 9,48 € contre 9,36 jusqu'au 30 juin 2026.

⁶ [Délibération n°2020-010 de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF](#)

Décision de la CRE

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, autres que ceux concédés en application des dispositions de l'article L. 432-6 du code de l'énergie, est péréqué à l'intérieur de la zone de desserte de GRDF.

En application des dispositions de l'article L. 452-2 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel. En outre, l'article L. 452-3 du code de l'énergie énonce, d'une part, que « *La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires* » et, d'autre part, que ces délibérations de la CRE sur les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel « [...] *peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs* ».

Le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, dit tarif « ATRD7 », est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2024, en application de la délibération de la CRE n°2024-17 du 15 février 2024. Cette délibération précise en outre les modalités du calcul de l'évolution de la grille tarifaire à chaque 1^{er} juillet, à partir de 2025.

Les évolutions annuelles de grille tarifaire visent, notamment, à prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés sur l'année précédente et les charges et les produits prévisionnels sur des postes peu prévisibles pris en compte pour définir le tarif ATRD7 de GRDF et identifiés dans le mécanisme du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Enfin, la délibération de la CRE n°2017-238 du 26 octobre 2017 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 gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz à compter du 1^{er} janvier 2018.

La loi de finances pour 2026 promulguée en date du 19 février 2026 a introduit une péréquation tarifaire « nationale » pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie.

La délibération n°2026-97 du 7 mai 2026 relative à la mise en œuvre de la péréquation nationale fixe les montants des compensations que les ELD versent ou perçoivent, correspondant à l'écart entre les recettes qu'elles perçoivent via la grille tarifaire nationale et les charges qu'elles supportent.

Dès lors, la présente décision modifie la délibération tarifaire ATRD7 de GRDF, en particulier les modalités d'évolution annuelle, la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement, et le niveau du revenu autorisé prévisionnel de GRDF pour les années 2026 à 2027 pour y intégrer les charges relatives au règlement émissions de méthane et les charges de mise en œuvre de la péréquation.

En application des dispositions des délibérations de la CRE susmentionnées et compte tenu des modifications apportées par la présente délibération, le tarif défini ci-dessous résulte :

- d'une évolution à la hausse du niveau moyen du tarif de $Z_{2026} = +5,87\%$ en application de la formule définie dans la délibération tarifaire du 15 février 2024 et compte tenu de la modification de la formule annuelle pour prendre en compte les charges de mise en œuvre de la péréquation :

$$Z_{2026} = IPC_{2026} + X + k_{2026} + P = 0,39\% + 1,91\% + 3,00\% + 0,57\%$$

- d'un terme R_f de 106,08 € par an pour les options tarifaires T3, T4, et TP et de 9,48 € par an pour les options tarifaires T1, T2.

Options tarifaires principales :

Option tarifaire	Abonnement annuel hors Rf (en €/an)	Abonnement annuel (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	48,00	57,48	47,57		
T2	187,20	196,68	12,79		
T3	1 752,60	1 858,68	7,57		
T4	22 867,44	22 973,52	1,25	304,92	152,40

Option « tarif de proximité » (TP) :

Option tarifaire	Abonnement hors Rf (€/an)	Abonnement (€/an)	Terme de souscription capa. J (€/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre/an)
	54 643,80	54 749,88	152,16	99,84

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.

Terme de débit normalisé :

Terme de débit normalisé (en €/an/Nm³/h) – applicable aux consommateurs des options tarifaires T1, T2 et T3 avec un débit normalisé supérieur à 40 Nm³/h

5,73

Composante de traitement de la relève résiduelle :

Composante de traitement de la relève résiduelle (en € HT/mois)

4,10

Consommateurs sans compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif :

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 tarifaire T1, y compris le terme R_f , 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.

Consommateurs sans compteur individuel ou 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 88,92 €, incluant 9,48 € au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle, soit 79,44 € hors terme R_f .

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

Les termes tarifaires d'injection de gaz renouvelable et bas-carbone sont fondés sur :

- un terme unique, proportionnel à la capacité maximale d'injection du projet ;
- la définition de trois niveaux du terme « volume » du timbre d'injection, afin de différencier le montant payé par les producteurs en fonction des coûts engendrés par leur choix de localisation.

Niveau	Timbre variable du terme tarifaire d'injection (€/MWh)	Timbre capacitaire du terme tarifaire
Niveau 3	0,78	
Niveau 2	0,44	56,14
Niveau 1	0,00	

Il entre en vigueur le 1^{er} juillet 2026.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 5 mai 2026.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française et sur le site internet de la CRE. Elle sera transmise aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Délibéré à Paris, le 7 mai 2026.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe 1 : Calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025

Le tableau ci-après présente le revenu autorisé définitif pour les postes de charges, de recettes et les incitations financières au titre de l'année 2025. Il indique également, pour information, le montant prévisionnel pris en compte dans la délibération tarifaire du 15 février 2024 révisé de l'inflation et l'écart entre le revenu autorisé définitif et ce montant prévisionnel.

La convention de signe de ce tableau est la suivante : un montant positif représente un montant à couvrir par le tarif, tel qu'une charge ou un bonus pour GRDF ; un montant négatif représente un montant venant réduire les charges couvertes par le tarif au titre du CRCP, tel qu'un produit ou une pénalité pour GRDF.

Montants au titre de l'année 2025 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé définitif [A]	Montants prévisionnels définis dans la délibération ATRD7 révisés de l'inflation [B]	Ecart [A]-[B]
Charges			
Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	1 700,9	1 700,9	0,0
CCN incitées "hors réseaux" prévisionnelles	177,9	177,9	0,0
CCN non incitées	1 683,6	1 749,2	-65,6
Montant annuel de référence pour les pertes et différences diverses (PDD)	49,1	41,9	7,2
Charges relatives aux impayés	39,6	47,4	-7,8
Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique	-0,1	0,0	-0,1
Charges relatives au projet « Changement de gaz » non intégrées dans les trajectoires prévisionnelles	90,4	93,3	-2,9
Charges relatives au terme tarifaire d'injection de biométhane	1,8	0,0	1,8
Charges relatives aux coûts échoués non récurrents et aux moins-values de cession	0,0	0,0	0,0
Avantage en nature énergie	-7,6	0,0	-7,6
Complément CNE émissions de méthane règlement UE 2024/1787	12,1	12,1	0,0
Complément CCN émissions de méthane règlement UE 2024/1787	0,1	0,1	0,0
Ecart annuel entre recette prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel	67,7	67,7	0,0
Apurement du solde du CRCP du tarif ATRD6	243,0	243,0	0,0
Recettes			
Recettes extratarifaires non incitées	189,4	193,2	-3,8
Ecarts de recettes liés à des évolutions non prévues des tarifs des prestations annexes	0,0	0,0	0,0
Recettes au titre des plus-values de cession	0,0	0,0	0,0
Recettes du terme capacitaire du timbre d'injection collectées par les GRT au titre des charges indirectes de GRDF	0,4	0,0	0,4

Recettes au titre des pénalités perçues pour dépassement de capacités souscrites par les consommateurs T4 et TP	3,4	0,0	3,4
Régulations incitatives			
Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux (CU)	-3,1	0,0	-3,1
Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Gazpar	2,3	0,0	2,3
Régulation incitative de la qualité de service (QS)	2,6	0,0	2,6
Régulation incitative des dépenses de R&D			
Total	3 867,0	3 940,2	-73,2

1. Postes de charges pris en compte pour le calcul définitif du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025

a) Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif pour l'année 2025 est égal à 1 700,9 M€, soit la valeur prévisionnelle incitée, ajustée de la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée entre 2022 et l'année N (respectivement 9,57 % et 7,71 %).

b) Charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif pour l'année 2025 est égal à 177,9 M€, soit la valeur réelle retraitée de l'inflation réalisée cumulée entre juillet 2025 et juillet 2024, égale à 0,94 % contre 2,00 % d'inflation prévisionnelle.

c) Charges de capital normatives non incitées

Les charges de capital normatives non incitées s'élèvent en 2025 à 1 683,6 M€ et sont inférieures aux valeurs prévisionnelles issues de la délibération tarifaire, à savoir 1 749,2 M€, soit un écart de -65,6 M€. Cet écart s'explique notamment par des volumes d'investissements moins élevés que prévu en 2025.

A titre d'information, la base d'actifs régulés au 1^{er} janvier 2025 s'élève à 17 284,9 M€.

d) Charges relatives aux pertes et différences diverses

Les charges relatives aux pertes et différences diverses (PDD) dans le revenu autorisé définitif de l'année 2025 sont égales à la somme :

- du montant annuel de référence PDD₂₀₂₅ [A] ;
- et de 80 % de l'écart entre les charges réelles relatives aux pertes et différences diverses supportées par GRDF pour l'année 2025 et ce montant annuel de référence PDD₂₀₂₅.

Elles s'élèvent ainsi à 49,1 M€ selon le calcul suivant :

Détail du poste	Valeurs 2025 (M€)
Montant prévisionnel mentionné dans la délibération	+ 41,9
Montant de référence PDD ₂₀₂₅ [A]	+ 41,6
Charges réelles relatives aux pertes et différences diverses supportées par GRDF [B]	+ 51,0
<i>dont achat de pertes [B1]</i>	+ 42,1
<i>dont compte d'écarts distribution (CED) [B2]</i>	+ 12,4
<i>dont compte d'écart inter-opérateur (CIO) [B3]</i>	- 4,7
<i>Dont coût du transport [B4]</i>	+1,1
Montant pris en compte dans le revenu autorisé [A] + 80 % * ([B] - [A])	+49,1

Le montant de référence des pertes et différences diverses [A] au titre de l'année 2025 est égal à 49,1 M€, correspondant à :

- un volume annuel de référence de 972,1 GWh⁷ de gaz valorisé à un prix annuel de référence de 42,7 €/MWh, prix moyen calculé à partir d'un panier de produits représentatifs ;
- auquel s'ajoute un coût de transport annuel de référence de 1,0 M€, calculé notamment à partir des termes du tarif d'Accès des Tiers au Réseau de Transport (ATRT).

L'écart entre le montant de référence (41,6 M€) et le montant prévisionnel (41,9 M€) indiqué dans la délibération tarifaire du 15 février 2024 s'explique par l'augmentation du prix moyen d'achat de référence des volumes de pertes comparativement au prix prévisionnel (respectivement 41,7 €/MWh et 37,94 €/MWh) en partie compensée par la baisse du volume de perte de 9% (associé à une baisse équivalente des quantités d'énergie acheminée).

Achats et transport des pertes

Les chargées effectivement supportées par GRDF au titre des PDD en 2025 [B] atteignent 51,0 M€ pour 972 GWh, et tiennent compte d'un coût de transport de 1,1 M€.

Compte d'écarts distribution (CED)

Le compte d'écarts distribution (CED) [B2] 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. GRDF a reversé 12,4 M€ aux fournisseurs présents sur son réseau, au titre du CED en 2025.

Compte inter-opérateurs (CIO)

Le compte inter-opérateurs (CIO) [B3] permet de régulariser des corrections sur les quantités livrées aux points d'interface transport distribution (PITD) par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) au GRD. Ces corrections sont celles constatées après l'envoi des factures définitives aux fournisseurs. GRDF a reçu +4,7 M€ de la part des GRT en 2025.

e) Charges relatives aux impayés

La CRE retient au titre des charges relatives aux impayés pour l'année 2025 un montant de 39,6 M€. Ce montant correspond à la charge réellement supportée par GRDF au titre des impayés en 2025, et est inférieur à la valeur prévisionnelle de la délibération (47,4 M€).

⁷ Ce volume prend en compte le volume d'achat des pertes par GRDF diminué du volume prévisionnel d'énergie valorisée dans les CED.

f) Charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique

Les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique s'élèvent à -0,1 M€ pour l'année 2025, et correspondent à la différence entre les recettes perçues par GRDF au titre du terme R_r (108,5 M€) et les charges résultant des contreparties versées aux fournisseurs par GRDF au titre de la gestion de clientèle effectuée pour son compte (-107,2 M€) sur l'année 2025.

L'écart entre ces deux montants, -0,1 M€, est intégré au CRCP, en faveur des utilisateurs.

g) Charges relatives au projet « Changement de gaz » non intégrées dans les trajectoires prévisionnelles ATRD7

Les charges relatives au projet « Changement de gaz » au titre de l'année 2025 relèvent du périmètre des charges incitées.

La valeur prévisionnelle pour l'année 2025, intégrée aux charges nettes d'exploitation incitées et révisée pour tenir compte de l'inflation, est de 93,3 M€.

Le montant retenu au titre de l'année 2025 s'élève à 87,7 M€. Ce montant intègre le retraitement lié à l'inflation, la mise à jour des volumes concernés par la conversion, ainsi que les effets de la régulation incitative sur les coûts et la couverture des inactifs.

Par ailleurs, une sous-estimation de 2,7 M€ du poste de charges lié au recensement résidentiel et tertiaire sans process, constatée dans le cadre du CRCP au titre de l'année 2024, est prise en compte dans le calcul pour l'année 2025.

Au total, le montant retenu au CRCP pour l'année 2025 s'élève à 90,4 M€.

h) Charges relatives au terme tarifaire d'injection de biométhane

Le montant de référence pris en compte au titre des recettes tarifaires associées à l'injection de biométhane, collectées par GRDF et reversées aux GRT, correspond à la partie du niveau 3 du terme tarifaire d'injection de biométhane correspondant aux charges d'exploitation des rebours. Le montant unitaire pris en compte est de 0,58 €/MWh injectés par les producteurs s'étant vu attribuer le niveau 3.

Le montant pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2024 retenu par la CRE est +1,8 M€.

i) Charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession

La couverture via le CRCP des coûts échoués, autres que ceux qui seraient jugés récurrents ou prévisibles, qui seraient retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie comptable, et des moins-values de cession fait l'objet d'un examen de la CRE, sur la base de dossiers argumentés présentés par GRDF.

Le montant pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 retenu par la CRE est nul.

j) Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel

Les écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2024-2027 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD7.

L'écart annuel pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025 est de 67,7 M€.

k) Apurement du solde du CRCP provisoire du tarif ATRD6

Le montant de référence pris en compte au titre de l'apurement du solde du CRCP du tarif ATRD6 est de 243,0 M€.

2. Postes de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif au titre de l'année 2025

a) Recettes extratarifaires non incitées

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux recettes extratarifaires effectivement perçues par GRDF pour l'année 2025 au titre des participations de tiers et des recettes générées par les autres prestations récurrentes facturées aux fournisseurs (par exemple, les locations de compteur), soit 189,4 M€.

Le montant total pris en compte est de 189,4 M€, par rapport au montant prévisionnel de 193,2 M€.

b) Ecart de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes

Toutes les prestations annexes ont vu leurs prix évoluer conformément aux conditions définies dans la délibération du 30 mai 2024, qui prévoit une formule de mise à jour des prix basée sur l'IPC, davantage représentative de l'évolution des coûts de GRDF que les formules historiques du catalogue des prestations au cours de l'année écoulée.

c) Recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de cession d'actifs immobiliers ou de terrains

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à 80 % du produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé. Ce montant est nul au titre de l'année 2025.

d) Recettes au titre des pénalités perçues pour dépassement de capacités souscrites par les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T4 et TP

Les recettes au titre des pénalités perçues pour dépassement de capacités souscrites par les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T4 et TP s'élèvent à 3,4 M€ en 2025.

3. Incitations financières au titre de la régulation incitative au titre de l'année 2025

a) Régulation incitative des coûts unitaires dans les réseaux

Le tarif ATRD7 a reconduit la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux introduite dans le tarif ATRD5. Ce mécanisme porte sur la quasi-totalité des immobilisations de réseaux de GRDF sur la période ATRD7 et consiste à évaluer la différence entre le coût total des ouvrages mis en service et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages, calculé à partir d'un modèle de coûts unitaires de référence appliqué au volume d'investissement effectivement réalisé. L'incitation annuelle correspond à 20 % de la différence entre ces deux montants et est plafonnée à +/-9 M€ par an.

En 2025, le montant de l'incitation est un malus de -3,072 M€, concernant le résultat définitif de la performance de GRDF au titre de l'année 2023, et le résultat provisoire de la performance de GRDF au titre de l'année 2024.

b) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Gazpar

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué Gazpar, telles que définies par :

- la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF ;
- et la délibération de la CRE n°2017-286 ayant pour objet de définir les trajectoires prévisionnelles et objectifs de performance pour prendre en compte le décalage de la date T0 de lancement du déploiement industriel du projet, en application des principes de la délibération du 17 juillet 2014 citée ci-dessus.

Pour l'année 2025, le mécanisme de régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Gazpar a généré un bonus de 2,3 M€ au titre de la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage, correspondant à un coût unitaire moyen réel inférieur au coût unitaire prévisionnel. La période de déploiement massif étant terminée, la CRE évaluera la pertinence d'une évolution du cadre de régulation du projet Gazpar dans le cadre des travaux d'élaboration du prochain tarif ATRD8 de GRDF.

c) Régulation incitative des dépenses de recherche et développement

Si le montant total des dépenses de R&D réalisées sur la période 2024-2027 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD7, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire. Il n'y a donc pas de montant à prendre en compte dans le revenu autorisé définitif pour l'année 2025.

d) Régulation incitative de la qualité de service

La régulation incitative de la qualité de service de GRDF évolué a généré un bonus de 2,6 M€ sur l'année 2025 à verser au CRCP.

Hors indicateurs relatifs aux compteurs évolués et hors indemnités pour rendez-vous non respectés, lesquelles sont directement versées aux fournisseurs, la performance de GRDF a généré un malus de 9 k€ sur l'année 2025 à verser au CRCP. GRDF a en revanche généré un bonus de 2,6 M€ du fait de sa performance sur les indicateurs relatifs aux compteurs évolués.

Le détail des résultats, sur l'année 2025, des différents indicateurs incités financièrement ainsi que le bilan des incitations associées sur cette période figurent en annexe 2 de cette délibération. Les principaux indicateurs expliquant ce résultat sont :

- Volume annuel des comptes d'écart distribution : GRDF atteint un volume d'environ - 439 159 MWh, pour un objectif de 370 000 MWh, soit un malus de 346 k€. Cet indicateur a été introduit à partir de la période ATRD7 ;
- Taux de mises en service réalisées dans les délais : GRDF atteint un niveau de 93,92 % pour un objectif cible de 93,00 %, soit un bonus de 368 k€. La performance de GRDF est en légère baisse (-0,46 % par rapport à 2024) ;
- Taux de mises hors services réalisées dans les délais : GRDF atteint un niveau de 95,83 % pour un objectif cible de 96,5 %, soit un malus de -268 k€. La performance de GRDF est en légère baisse (-0,28 % par rapport à 2024) ;
- Taux de réclamations multiples : GRDF réalise une performance de 8,99 % contre un objectif de 12 %, soit un bonus de 150 k€. La performance de GRDF est en nette hausse (-3,01 % par rapport à 2024) ;
- Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M : GRDF réalise une performance de 98,96 %, contre un objectif de 99,70 %, soit un malus de -185 k€. La performance de GRDF est en hausse (+0,37 % par rapport à 2024). Cet écart de performance est dû au fait que la base de clients diminue fortement exposant l'indicateur à une plus forte variabilité en cas d'incident.

Concernant la performance en hausse de GRDF sur l'année 2025 sur les indicateurs relatifs aux compteurs évolués, les principaux indicateurs expliquant ce résultat sont :

- Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus : GRDF atteint un niveau de 0,42 % pour un objectif cible de 0,5 %, soit un bonus de 960 k€. La performance de GRDF est en légère hausse (- 0,08 %) par rapport à 2024 ;
- Taux de publication des données journalières de consommation (mensuel) : GRDF réalise une performance de 99,35 % pour un objectif de 98,90 %, soit un bonus de 480 k€. La performance de GRDF est en légère hausse (+0,29 %) par rapport à 2024 ;
- Taux de disponibilité du portail client (mensuel) : GRDF atteint un niveau de 99,84 % en 2025 pour un objectif cible de 99 %, soit un bonus de 480 k€. La performance de GRDF est en légère hausse (+0,17 %) par rapport à 2024.

Dans l'ensemble, la CRE constate que la qualité de service de GRDF reste à un niveau élevé, et ce dans un contexte de rehaussement par la CRE des objectifs cibles de plusieurs indicateurs de qualité de service à l'entrée de la période ATRD7.

Annexe 2 : Bilan de la régulation incitative de la qualité de service de GRDF pour l'année 2025

1. Tableaux récapitulatifs de la régulation incitative de la qualité de service 2024 de GRDF

Indicateurs	Résultats de GRDF	Objectif	Incentations financières (€)
Nombre de RDV planifiés non respectés par le GRD ⁸	3 048 RDV non respectés		- 128 851
Taux de mises en service réalisées dans les délais demandés	93,92 %	93,00 %	368 000
Taux de mises hors service réalisées dans les délais demandés	95,83 %	96,50 %	- 268 000
Taux de raccordements réalisés dans le délai convenu	92,30 %	89,00 %	-
Taux de disponibilité du portail Fournisseur	100 %	99,50 %	-
Taux de réponse aux réclamations des fournisseurs dans les 15 jours calendaires	95,23 %	94,00 %	+118 066
Taux de réclamations multiples	8,99 %	12,00 %	+ 150 500
Taux de publication par OMEGA pour les relèves JJ/JM	99,99 %	99,94 %	+ 12 500
Taux de publication par OMEGA pour les relèves MM	100 %	99,93 %	+ 17 500
Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M	98,96 %	99,7 %	- 185 000
Taux de traitement des rejets du mois M en M+1	99,71 %	99,80 %	- 45 000
Volume de comptes d'écart distribution (CED)	-0,44 TWh	0,37 TWh	- 345 795
Amplitude des comptes d'écart distribution (CED) par fréquence de relève et par fournisseurs	4,41 TWh	4,85 TWh	+ 109 614
Délai moyen de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet gaz renouvelables et bas carbone	75 jours	120 jours	+ 58 463
Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de gaz renouvelable et bas-carbone	0 réclamation		-
Total des incitations financières (tous indicateurs hors périmètre des compteurs communicants)			- 138 003
Total des incitations financières (hors indicateur portant sur le nombre de RDV planifiés non respectés par GRDF et hors périmètre des compteurs communicants)			- 9 152

NB : Un signe positif traduit un bonus versé à GRDF. Un signe négatif correspond à une pénalité.

⁸ Versé directement aux fournisseurs et non intégré au calcul du CRCP

Indicateurs sur le périmètre des compteurs communicants pour la période allant du 1 ^{er} janvier 2025 au 31 décembre 2025	Résultats de GRDF*	Objectif	Incitations financières (€)
Taux de publication des index aux fournisseurs	99,88 %	99,70 %	+ 240 000
Taux d'index cycliques mesurés	99,37 %	99,00%	+ 240 000
Taux d'index mesurés sur demandes contractuelles	99,11 %	98,80 %	+ 240 000
Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus	0,42 %	0,50 %	+ 960 800
Taux de publication des données journalières de consommation (Mensuel)	99,35 %	98,90 %	+ 480 000
Taux de publication des données journalières de consommation (Hebdo)	99,34 %	98,90 %	0
Taux de disponibilité du portail client (Mensuel)	99,84 %	99,00 %	+ 480 000
Taux de disponibilité du portail client (Hebdo)	99,84 %	99,00 %	- 60 000
Total des incitations financières sur le périmètre des compteurs communicants			+ 2 580 000

* moyenne des résultats périodiques donnée à titre indicatif

NB : Un signe positif traduit un bonus versé à GRDF. Un signe négatif correspond à une pénalité.

2. Analyse de la qualité de service de GRDF en 2025

La performance de GRDF est en amélioration par rapport à 2024 sur la plupart des indicateurs reconduits en ATRD7. En particulier, la performance de GRDF s'est améliorée sur les indicateurs relatifs aux devis et interventions (taux de mises en service et mises hors service réalisées dans les délais, taux de raccordements réalisés dans les délais).

Traitement des réclamations

Sur la période ATRD7, le suivi du traitement des réclamations a évolué par rapport à la période ATRD6. Deux indicateurs incités financièrement suivent cette performance :

- Le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires, maintenu par rapport à la période ATRD6. La performance de GRDF est en amélioration ;
- Le taux de réclamations multiples, introduit à partir de 2024, et qui mesure le nombre de réclamations en rebond, c'est-à-dire pour un même PCE et un même type de réclamation.

Le taux de réponse dans les 15 jours calendaires est en légère dégradation en 2025 par rapport à 2024. De plus, la tendance observée depuis 2021 est celle d'une dégradation globale du niveau de l'indicateur, la performance de GRDF s'élevant à 97,91 % en moyenne en 2021, à 96,18 % en 2022, à 93,10 % en 2023, à 95,45 % en 2024 et à 95,23% en 2025.

Relations contractuelles

En 2024, GRDF n'a pas honoré 3 048 rendez-vous planifiés avec le client, ce chiffre est en recul par rapport à 2024 (3 349 rendez-vous non respectés). Les montants d'indemnités des clients correspondants sont directement versés aux utilisateurs et ne sont pas comptabilisés dans le CRCP.

Par ailleurs, GRDF est incité sur le respect de la date demandée par l'utilisateur concernant la mise en service (MES) et mise hors service (MHS) d'un site.

S'agissant de la MES, la performance de GRDF (93,92 %) est supérieure à l'objectif de 93 % fixé. GRDF supporte donc un bonus de 368 k€ pour cet indicateur. En revanche, le taux de MHS réalisées dans les délais (95,83 %) se situe en dessous de l'objectif de 96,50 % établi pour la période ATRD7 (par rapport à un objectif de 95,50 % sur la période ATRD6). Elles sont toutes deux en dégradation par rapport à 2024.

Raccordement

L'indicateur incité qui mesure le taux de raccordements réalisés dans le délai convenu par GRDF résulte de la fusion de la mesure du délai de raccordement sur le marché d'affaires et sur le marché grand public. Le taux de raccordements réalisés dans le délai convenu s'élève à 92,3 % en 2025, en baisse de 2 points par rapport à 2024. Ce contexte est toutefois celui d'une baisse du nombre de raccordements sur les deux segments, baisse accrue à partir de 2023.

L'analyse distincte des taux de raccordements réalisés sur le marché grand public et sur le marché d'affaires met en évidence une amélioration globale de la performance depuis 2021 sur les deux segments, avec :

- pour le marché grand public, un taux mensuel moyen de réalisation des raccordements dans les délais convenus de 92,30 % en 2025 (pour 4 673 raccordements) par rapport à un taux de 86,68 % en 2021 (pour 28 789 raccordements) ;
- pour le marché d'affaires, un taux mensuel moyen de 93,82 % en 2025 (pour 3 688 raccordements), par rapport à un taux de 88,52 % en 2021 (pour 6 047 raccordements).

Projet Gazpar et mise à disposition des données

La CRE a reconduit et adapté le cadre de régulation incitative portant sur la performance du système Gazpar pour la période ATRD7. A cette occasion, la CRE a :

- adapté le niveau de l'objectif de l'indicateur « Taux de publication des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs communicants » ;
- doublé l'incitation (bonus et pénalités) associée à l'indicateur « Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs communicants » ;
- introduit l'indicateur incité financièrement « Taux de publication des données journalières de consommation » et supprimé l'indicateur « Taux de mise à disposition des données aux clients finals ».

Sur l'année 2025, la performance de GRDF sur les indicateurs relatifs au projet Gazpar est en progression par rapport à l'année 2024. En particulier, la performance de GRDF sur le taux de publication des données journalières de consommation est en hausse en 2025 (99,35 % contre 99,06 % en 2024).

Annexe 3 : Annexe confidentielle relative à la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux