

CONSULTATION PUBLIQUE N°2025-09

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

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 9 octobre 2025 relative aux prochains tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution des entreprises locales de distribution de gaz naturel (ATRD7 des ELD)

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

Les articles L. 452-1-1, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthode d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel. Dans ce cadre, la CRE procède entre autres aux modifications de niveaux et de structures des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs, du niveau de rentabilité des actifs opérés par ces derniers et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Il existe actuellement 20 entreprises locales de distribution (ELD) de gaz disposant d'un tarif péréqué en France, représentant près de 500 000 clients et environ 4 % de la consommation de gaz nationale. Les tarifs péréqués actuels d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution (ELD), dits « tarifs ATRD6 des ELD », sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2022 en application des délibérations du 27 janvier 2022 et du 28 avril 2022. Neuf ELD, présentant des comptes dissociés, disposent d'un tarif spécifique et onze ELD, ne présentant pas de comptes dissociés, disposent d'un tarif commun.

Ces tarifs ont été conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans. La CRE consulte en vue d'établir de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel pour les ELD, dits « tarifs ATRD7 des ELD », qui s'appliqueront à partir du 1^{er} juillet 2026. 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. Toutefois, en novembre 2023, elle avait reçu les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition énergétique pour le tarif ATRD7 de GRDF, qu'elle a prises en compte pour cette consultation également. Cette consultation publique s'inscrit par ailleurs dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) et de la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) en cours, qui prévoient une diminution importante de la consommation de gaz accompagnée par une hausse de la production de biométhane, afin de respecter les objectifs climatiques français. Ces travaux et ces orientations sont donc en cohérence avec les décisions retenues par la CRE pour le tarif ATRD7 de GRDF.

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

Les orientations que retiendra la CRE pour les tarifs ATRD7 des ELD devront répondre aux enjeux de la période tarifaire à venir (2026-2029), mais aussi préparer les réseaux de distribution de gaz aux enjeux de plus long terme du système gazier.

La CRE identifie pour la période tarifaire ATRD7 les enjeux suivants :

- le volume de gaz acheminé et le nombre de consommateurs ont continué de diminuer en 2022 et 2023 du fait des prix élevés, des efforts de sobriété des consommateurs de gaz et de la bascule de certains consommateurs de gaz vers d'autres énergies. Les opérateurs de réseaux continueront de supporter des coûts en majorité fixes indépendamment de l'assiette d'utilisateurs desservis, marqués par des exigences réglementaires nouvelles ainsi que par l'intégration des gaz renouvelables ;
- la mise en œuvre du règlement européen relatif à la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie renchérit les charges ;
- la période tarifaire précédente se solde avec un CRCP élevé chez de nombreux opérateurs, en grande partie en lien avec la baisse des consommations et donc des recettes tarifaires pour les années 2022 et 2023, du fait de la crise des prix de l'énergie. Ce CRCP se reporte sur la période ATRD7 ;
- le rôle du réseau de gaz devient plus assurantiel qu'auparavant, avec le développement de consommations d'appoint-secours ;
- 7 ELD vont achever ou réaliser la phase de déploiement massif des compteurs évolués sur la période ATRD7 ;
- Régaz-Bordeaux et R-GDS devront mettre en œuvre le projet de portail aiguilleur, qui simplifiera les processus SI pour les fournisseurs dans le but de favoriser le développement de la concurrence, insuffisante dans les territoires des ELD ;
- le maintien d'un niveau de sécurité élevé pour les biens et les personnes ;
- l'instauration d'un cadre de régulation et d'un fonctionnement tarifaire adaptés à la taille et aux enjeux des ELD.

Dans ce contexte, la CRE appelle à une maîtrise renforcée des coûts d'exploitation, et à une trajectoire d'investissements raisonnable.

2. Demandes des ELD de gaz

Les ELD de gaz ont toutes, à l'exception de GreenAlp, transmis des demandes tarifaires en forte hausse pour la période 2026-2029. La prise en compte de ces éléments conduirait aux évolutions moyennes suivantes des tarifs au 1^{er} juillet 2026 :

ELD	Marche tarifaire au 1 ^{er} juillet 2026 demandée par les ELD	Nombre de points de livraison desservis en 2024
Régaz-Bordeaux (33)	+40,7 %	224 064
R-GDS (67)	+39,7 %	102 289
GreenAlp (38)	-16,2 %	36 196
Vialis (68)	+26,7 %	29 460
Gédia (28)	+14,1 %	12 675
Barr Energies (67)	+24,6 %	12 473
Caléo (68)	+85,4 %	10 746
Sorégies (86)	+48,4 %	8 365
Trois-Frontières (68)	+59,2 %	7 774

Ces hausses s'inscrivent dans un contexte de progression des coûts unitaires due à la baisse du nombre de clients raccordés et des quantités distribuées, déjà constatée et à venir. Plus précisément, les ELD justifient ces demandes par les facteurs suivants :

- le report de recettes manquantes qui a alimenté les soldes de CRCP de la période tarifaire ATRD6, du fait d'une baisse des consommations plus marquée qu'initialement prévue ;

- le maintien en conditions opérationnelles d'un réseau de distribution sûr, dans un contexte de mise en conformité des ouvrages de réseau à de nouvelles obligations réglementaires ;
- la réalisation d'investissements dans les systèmes d'information, en particulier concernant la mise en œuvre d'un portail commun GRD-fournisseurs, les dispositions de la directive NIS2 relative à la cybersécurité, et l'obligation d'émettre et de recevoir des factures électroniques ;
- la poursuite et la finalisation du déploiement des compteurs communicants, pour les ELD concernées ;
- l'ajout d'une prime de rémunération, par rapport au niveau de la rémunération de GRDF.

3. La CRE envisage des ajustements sur ces demandes tarifaires afin de limiter la hausse des tarifs ATRD7 des ELD

La CRE considère que les trajectoires de revenus autorisés proposées par les ELD de gaz sont trop élevées, et que la baisse durable de la consommation doit conduire ces dernières à des efforts plus importants de maîtrise des coûts, en particulier de leurs investissements.

La CRE a conduit ses propres analyses et s'est appuyée sur l'audit réalisé par des consultants externes sur la demande des charges d'exploitation des ELD pour la période ATRD7. Celles-ci aboutissent à ce stade à envisager une hausse des tarifs moins importante que celle demandée par les ELD. La consultation publique présente des fourchettes à l'intérieur desquelles la CRE envisage de fixer les revenus autorisés des ELD pour les tarifs ATRD7 :

- pour les charges d'exploitation, les ajustements recommandés par le consultant externe sur la partie hors comptage et par la CRE sur la partie comptage constituent la borne basse de la fourchette envisagée, la demande des ELD constitue la borne haute ;
- pour le coût moyen pondéré du capital, la CRE envisage un taux de 4,0 % (réel, avant impôts, c'est-à-dire après déduction de l'inflation – soit 5,3 % en nominal avant impôts). La méthode retenue pour établir ce taux transpose les évolutions mises en œuvre pour la rémunération de GRDF sur la période ATRD7 (taux de rémunération pondéré au *prorata* de la part des actifs historiques et des nouveaux actifs mis en service sur la période tarifaire, prenant ainsi en compte des données économiques plus récentes), et est en évolution notable par rapport au tarif ATRD6.
- A ce stade, la CRE n'envisage pas de retenir la demande des ELD d'appliquer une prime « petit opérateur » au taux de rémunération pour la période ATRD7.

4. La CRE envisage de faire évoluer le cadre de régulation des ELD, dans une double perspective de préparation de l'avenir des réseaux de distribution de gaz et de simplification des modalités tarifaires

La CRE consulte les acteurs de marché sur des propositions de simplification des modalités de fixation et d'évolution annuelle des tarifs des ELD de gaz.

La CRE envisage de simplifier la méthode d'évolution annuelle, en alignant le niveau d'évolution annuelle des tarifs des ELD sur celui de GRDF, considérant que les effets financiers les plus significatifs pour les tarifs sont communs à tous les GRD de gaz (baisse du nombre de consommateurs et des volumes de gaz acheminé, inflation, impayés, développement du biométhane, etc.).

Elle envisage également, pour le tarif ATRD8, d'appliquer le tarif commun à toutes les ELD de moins de 15 000 points de livraison desservis, compte tenu de la complexité du processus tarifaire pour des opérateurs aux ressources hétérogènes. Le tarif commun serait appliqué à 5 ELD supplémentaires sur la base de la moyenne des tarifs spécifiques.

Par ailleurs, la CRE envisage de faire évoluer le cadre de régulation pour préparer l'avenir des réseaux de distribution de gaz, comme elle l'a fait dans le tarif ATRD7 de GRDF. Elle envisage ainsi de mettre fin à l'indexation sur l'inflation de la BAR des ELD pour les actifs mis en service à partir du 1^{er} juillet 2026, afin d'éviter de faire porter le coût de l'inflation aux futurs utilisateurs du réseau.

Compte tenu du développement du rôle assurantiel des réseaux de gaz, la CRE consulte les acteurs de marché sur l'introduction pour les ELD du nouveau terme tarifaire introduit pour GRDF, le « terme de débit normalisé », fonction principalement du débit du compteur.

Ce terme, qui serait applicable aux consommateurs équipés des plus gros compteurs (soit environ 5 000 consommateurs sur les zones de desserte des ELD), 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. Il vise également à inciter les consommateurs concernés à vérifier et le cas échéant à réviser l'adéquation entre leur compteur et leurs besoins d'acheminement.

Enfin, la CRE envisage de relever le tarif d'injection de biométhane pour qu'il couvre mieux les coûts induits par l'injection sur le réseau, compte tenu du rôle croissant des producteurs comme utilisateurs à part entière des réseaux.

5. Tous les GRD ayant subi les mêmes phénomènes depuis 2022, les tarifs ATRD7 des ELD devraient augmenter en conséquence

Les hausses tarifaires demandées comprennent, pour toutes les ELD, un effet de baisse prévisionnelle des recettes d'acheminement, du fait de la réduction du portefeuille de clients sur la prochaine période. Pour la majorité d'entre elles, la hausse tarifaire demandée résulte également du report d'un montant élevé de CRCP non apuré au cours de la période ATRD6 sur la période ATRD7. Ces deux effets sont communs aux ELD et à GRDF, qui comptent pour plus de la moitié de la hausse du tarif sur la période ATRD7.

Le tarif ATRD7 des ELD entre en vigueur deux ans après celui de GRDF. Compte tenu de ce décalage temporel, et alors que les effets de la crise des prix de l'énergie, sur le prix d'achat des pertes ou la moindre consommation de gaz en 2022 et 2023, ont été répercutés sur le tarif de GRDF dès 2024, les tarifs des ELD sont restés relativement stables, en application de la formule d'évolution annuelle et du plafonnement de l'apurement du CRCP. Les tarifs ATRD7 des ELD connaîtront donc logiquement des hausses significatives à leur entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2026.

En dehors du contexte exceptionnel rencontré par les GRD depuis 2022, les ELD ont historiquement des tarifs plus élevés que le tarif de GRDF, avec un NIV moyen de 1,23 à l'entrée en vigueur du tarif ATRD6 en 2022. Les différences de coefficients NIV entre les ELD résultent de multiples facteurs, pour certains spécifiques à la structure des ELD, comme un potentiel d'économies d'échelle plus important pour les plus grosses ELD, ou encore des caractéristiques énergétiques et géographiques locales, comme la présence d'un réseau de chaleur classé ou la dynamique observée du développement du biométhane.

La grille tarifaire d'une ELD est obtenue en appliquant un coefficient proportionnel unique (appelé coefficient NIV et fonction de l'évolution du tarif de chaque ELD) à la grille tarifaire de GRDF, à l'exception du terme R_f .

Les tarifs ATRD7 des ELD devraient en moyenne être en forte hausse. Ainsi, le niveau illustratif des tarifs des ELD au 1^{er} juillet 2026, prenant globalement en compte le niveau moyen entre la demande tarifaire des ELD et les trajectoires proposées par la CRE, pourrait mener aux évolutions et aux coefficients NIV suivants au 1^{er} juillet 2026 :

	Marche tarifaire illustrative au 1 ^{er} juillet 2026	NIV estimé au 1 ^{er} juillet 2026	NIV au 1 ^{er} juillet 2022 (entrée en vigueur du tarif ATRD6)
Régaz-Bordeaux	+35,2 %	1,18	1,09
R-GDS	+29,5 %	1,14	1,12
GreenAlp	-21,7 %	1,41	1,77
Vialis	+22,7 %	1,10	1,12
Gédia	+8,0 %	1,28	1,42
Barr Energies	+19,9 %	1,11	1,14
Caléo	+75,6 %	1,32	0,99
Sorégies	+44,8 %	1,54	1,32
Trois-Frontières	+49,8 %	1,35	1,13

Paris, le 9 octobre 2025.

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 lundi 17 novembre 2025, 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.

Sommaire

1. Liste des questions.....	8
2. Contexte et objectifs de la consultation publique	9
2.1. Compétences de la CRE.....	9
2.2. Typologie des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel et des tarifs.....	9
2.3. Objet de la consultation	11
3. Cadre de régulation tarifaire	12
3.1. Grands principes d'établissement du tarif.....	12
3.1.1. Présentation des ELD et modalités de fixation tarifaire	12
3.1.2. Une période tarifaire d'environ 4 ans.....	13
3.1.3. Construction du revenu autorisé des opérateurs	13
3.2. Régulation incitative à la maîtrise des coûts	19
3.2.1. Incitation à la maîtrise des charges d'exploitation	19
3.2.2. Régulation incitative des investissements.....	22
3.3. Régulation incitative de la qualité de service	24
3.3.1. Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur.....	24
3.3.2. Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période ATRD6 des ELD.....	25
3.3.3. Evolution du dispositif de régulation incitative de la qualité de service.....	25
3.4. Régulation incitative de la R&D et de l'innovation	28
3.4.1. Régulation incitative de la R&D.....	28
3.4.2. Projets de réseaux intelligents	29
3.4.3. Régulation incitative de l'innovation : favoriser l'innovation à l'externe	30
3.5. Régulation incitative associée aux projets de comptage évolué des ELD 31	
3.5.1. Régulation incitative de la performance des systèmes de comptage évolué	32
3.5.2. Mise à jour de la régulation incitative sur les coûts des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GreenAlp.....	35
4. Niveau tarifaire	36
4.1. Bilan de la période ATRD6.....	36

4.1.1. Charges nettes d'exploitation	36
4.1.2. Investissements	37
4.1.3. Quantités de gaz distribué et nombre de consommateurs desservis	37
4.2. Demande des opérateurs pour la période ATRD7 (2026-2029).....	38
4.2.1. Enjeux identifiés par les opérateurs.....	38
4.2.2. Charges nettes d'exploitation (hors comptage évolué).....	39
4.2.3. Investissements et charges de capital normatives.....	44
4.2.4. Charges d'exploitation et charges de capital associées aux projets de comptage évolué	48
4.2.5. CRCP prévisionnels de fin de période ATRD6	53
4.3. Revenus autorisés prévisionnels pour la période ATRD7	53
4.3.1. Demandes des opérateurs.....	53
4.3.2. Analyse préliminaire de la CRE	54
4.4. Hypothèses de quantités de gaz acheminé et de nombre de consommateurs desservis pour la période ATRD7	54
4.4.1. Evolutions prévues par les opérateurs sur la période ATRD7	54
4.4.2. Analyse préliminaire de la CRE	55
4.5. Revenu autorisé lissé.....	56
4.5.1. Demande des opérateurs	56
4.5.2. Analyse préliminaire de la CRE	56
5. Structure tarifaire.....	57
5.1. Adaptations de la structure tarifaire en vigueur	59
5.1.1. Introduction du terme de débit normalisé	60
5.1.2. Evolution de la tarification applicable aux producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone	61
5.2. Traitement de la relève résiduelle	63
Annexe 1 : Régulation incitative de la qualité de service	65
Annexe 2 : Indicateurs de suivi de la performance du système de comptage évolué des ELD	80
Annexe 3 : Répartition des montants des pénalités entre les ELD aux tarifs spécifiques, en cas de non-réalisation dans les délais des actions identifiées comme « prioritaires » dans le cadre du dispositif de régulation incitative	94

1. Liste des questions

Cadre de régulation tarifaire (p. 12)

- Question 1** Êtes-vous favorable à l'évolution envisagée par la CRE concernant la bascule vers le tarif commun des ELD desservant moins de 15 000 points à compter du tarif ATRD8 ?
- Question 2** Êtes-vous favorable à l'une ou l'autre des évolutions envisagées par la CRE concernant l'évolution annuelle des ELD ?
- Question 3** Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant les évolutions de la régulation incitative des coûts d'exploitation envisagées ?
- Question 4** Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux ?
- Question 5** Êtes-vous favorable à l'extension du mécanisme d'incitation à la maîtrise des investissements à toutes les ELD ?
- Question 6** 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) ?
- Question 7** Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative du traitement des réclamations ?
- Question 8** Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant le niveau d'incitation des indicateurs pour la période ATRD7 ?
- Question 9** Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la pertinence de mutualiser les projets de R&D des ELD ? Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de la R&D et de l'innovation envisagé par la CRE pour le tarif ATRD7 ?
- Question 10** Avez-vous des remarques concernant la suppression du guichet *smart grids* envisagée par la CRE pour les ELD de gaz ?
- Question 11** Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires, et en particulier à l'introduction d'une incitation à la mise en œuvre du portail commun ? Identifiez-vous d'autres actions prioritaires qui pourraient être intégrées au mécanisme ?
- Question 12** Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur le maintien et l'extension de la régulation incitative de la performance des systèmes de comptage évolué sur la période ATRD7 ?
- Question 13** Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant le plafonnement de la régulation incitative des coûts unitaires pour les projets de comptage évolué de GreenAlp et Régaz-Bordeaux ? Avez-vous des remarques concernant le plafond envisagé ?

Niveau tarifaire (p. 36)

- Question 14** Partagez-vous la position de la CRE concernant le traitement de la demande mise à jour de Caléo pour la période ATRD7 ?
- Question 15** Partagez-vous l'orientation préliminaire de la CRE concernant un éventuel ajustement additionnel d'efficience pour les ELD dont la trajectoire prévisionnelle serait supérieure au réalisé constaté en 2024 ?
- Question 16** Avez-vous des observations sur le niveau de charges nettes d'exploitation envisagé par la CRE sur la période ATRD7 ?
- Question 17** Avez-vous des remarques concernant le niveau de rémunération des investissements envisagé par la CRE pour la période ATRD7 des ELD ?
- Question 18** Avez-vous des remarques relatives aux trajectoires de consommation et de nombre de consommateurs envisagées ?

Question 19 Avez-vous des remarques concernant le niveau du revenu autorisé prévisionnel envisagé par la CRE ?

Structure tarifaire (p. 57)

Question 20 Avez-vous des remarques sur les orientations envisagées par la CRE concernant la mise en œuvre du terme de débit ?

Question 21 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant le timbre d'injection biométhane ?

Question 22 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le traitement de la relève résiduelle ?

Question 23 Avez-vous d'autres remarques concernant la consultation publique ?

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. Typologie des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel et des tarifs

Il existe actuellement 24 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) de gaz naturel en France :

- GRDF, représentant 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France et acheminant du gaz naturel sur la majorité du territoire français ;
- 23 autres GRD de plus petite taille :

- Régaz-Bordeaux et R-GDS, représentant chacun environ 1,5 % des quantités de gaz distribuées, et acheminant du gaz naturel respectivement pour la ville de Bordeaux et 45 autres communes du département de la Gironde, et pour la ville de Strasbourg et 80 autres communes du département du Bas-Rhin, au périmètre péréqué ;
- 18 autres GRD, représentant au total 1 % des quantités de gaz distribuées ;
- Antargaz, SICAE de la Somme et du Cambrasis et Séolis, dont l'activité d'origine est respectivement la distribution de gaz propane et butane et la distribution d'électricité, sont des opérateurs « nouveaux entrants » sur la distribution de gaz naturel en France, depuis octobre 2008 pour Antargaz, avril 2010 pour la SICAE de la Somme et du Cambrasis et juillet 2014 pour Séolis.

Les dispositions de l'article L. 452-1-1 du code de l'énergie prévoient que « *les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 font l'objet d'une péréquation à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire* ».

Ces dispositions fixent le principe de péréquation des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel à l'intérieur de la zone de desserte de chaque GRD. Elles excluent de cette péréquation tarifaire les nouvelles zones de desserte créées après 2008¹.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel sont ainsi composés :

- d'une part, de tarifs ATRD péréqués à l'intérieur de la zone de desserte des GRD concernés :
 - 1 tarif spécifique à GRDF. Le tarif ATRD7 de GRDF est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2024, en application de la délibération de la CRE du 15 février 2024² ;
 - 9 tarifs spécifiques pour les 9 entreprises locales de distribution (ELD) ayant présenté des comptes dissociés³ ;

¹ Visées à l'article L.432-6 du code de l'énergie.

² [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](#)

³ Pour l'ensemble des ELD disposant d'un tarif spécifique, les années considérées dans les tarifs correspondent aux exercices comptables des ELD. Ainsi, pour les tarifs ATRD6 de Régaz-Bordeaux, R-GDS et Barr Energies, l'année N commence le 01/10/N-1 et se termine le 30/09/N. Pour l'ensemble des autres ELD, l'année N correspond à l'année calendaire, du 01/01/N au 31/12/N.

- 1 tarif commun pour les 11 ELD ne produisant pas de comptes dissociés. Ces ELD sont listées dans le tableau ci-dessous :

Tarif	ELD	Nombre de points de livraison en 2024
Spécifique	Régaz-Bordeaux	224 064
	R-GDS	102 289
	GreenAlp	36 196
	Vialis	29 460
	Gédia	12 675
	Barr Energies	12 473
	Caléo	10 746
	Sorégies	8 365
	Trois-Frontières Distribution Gaz	7 774
Commun	Energis - Régie de Saint-Avoid	6 450
	Énergies Services Occitans - Régie de Carmaux	5 778
	Gascogne Energies Services	2 871
	Énergies Services Lannemezan	2 554
	Régie Municipale Gaz et Electricité de Bonneville	2 382
	Gazélec de Péronne	2 244
	Régies Municipales d'Electricité, de Gaz, d'Eau et d'Assainissement de Bazas	1 653
	Régie Municipale Multiservices de La Réole	1 610
	Régie Municipale Gaz et Electricité de Sallanches	1 577
	Énergies Services Lavour	1 167
	Synelva	277

Tableau 1. Liste des ELD disposant d'un tarif spécifique et des ELD disposant d'un tarif commun

- d'autre part, de tarifs non péréqués pour la distribution publique de gaz naturel des nouvelles zones de desserte : au 1^{er} juillet 2025, il existe 392 tarifs. Depuis 2011, ces tarifs sont fixés par des délibérations de la CRE. Les règles tarifaires pour les tarifs non péréqués sont définies dans la délibération n°2018-028 de la CRE⁴.

2.3. Objet de la consultation

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD de gaz naturel en vigueur, dits tarifs ATRD6, sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2022 pour une durée d'environ quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 27 janvier 2022⁵.

Les prochains tarifs des ELD, dits tarifs ATRD7 des ELD, entreront en vigueur le 1^{er} juillet 2026.

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour le tarif ATRD7 des ELD concernant le cadre de régulation, le niveau des charges à couvrir par les tarifs de réseau et la structure.

⁴ [Délibération n°2018-028 de la CRE du 7 février 2018 portant décision sur les règles tarifaires applicables à la gestion des nouveaux réseaux de distribution de gaz naturel](#)

⁵ [Délibération n°2022-28 de la CRE 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](#)

Cette consultation publique présente :

- les premières orientations de la CRE sur le niveau du tarif ainsi que sur la demande des ELD ;
- les orientations préliminaires de la CRE concernant le cadre de régulation tarifaire et la qualité de service, à la suite des précédentes consultations sur ces sujets ;
- les orientations de la CRE concernant les évolutions de structure.

A l'issue de cette consultation publique, la CRE envisage de prendre à la fin de l'année 2025, un projet de délibération portant décision sur le tarif ATRD7 des ELD qui sera transmis au Conseil Supérieur de l'Energie (CSE).

3. Cadre de régulation tarifaire

3.1. Grands principes d'établissement du tarif

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 les ELD sur leur périmètre de desserte.

Le tarif ATRD7 fixera également un cadre de régulation afin de limiter le risque financier des ELD 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 les ELD à améliorer leurs performances.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permettra d'établir le tarif applicable au 1^{er} juillet 2026 ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

3.1.1. Présentation des ELD et modalités de fixation tarifaire

Le tarif des ELD disposant d'un tarif péréqué de distribution de gaz naturel est déterminé suivant deux options :

- pour les ELD au tarif spécifique, la CRE établit un revenu autorisé prévisionnel individuel (cf. partie 3.1.3 de la présente consultation publique), et un coefficient NIV (appliqué à la grille tarifaire de GRDF ; cf. partie 3.1.3.4) afin de couvrir ce dernier. 9 ELD sont concernées dans le tarif ATRD6 ;
- pour les ELD au tarif commun, la CRE fixe le niveau du coefficient NIV comme la moyenne des coefficients NIV des ELD au tarif spécifique. 11 ELD sont concernées dans le tarif ATRD6.

Dans le tarif ATRD6, la distinction entre ELD au tarif spécifique et au tarif commun repose sur la capacité de ces dernières à présenter des comptes dissociés, afin par exemple d'isoler les charges spécifiques au GRD des charges du fournisseur historique ou de la maison-mère, dans le cas d'entreprises intégrées. Or, certaines ELD au tarif spécifique disposent d'un nombre de points de livraison similaire à certaines ELD au tarif commun. Toutefois, la complexité des travaux tarifaires, c'est-à-dire l'élaboration d'un tarif tous les quatre ans, et leur mise à jour annuelle, est significative pour les ELD au tarif spécifique dont les structures et les ressources sont très hétérogènes.

Aussi, la CRE étudie l'opportunité, à compter de la période ATRD8, d'appliquer les modalités de tarif commun aux ELD desservant moins de 15 000 points de livraison (PDL) en 2024. Dans cette perspective, Gédia, Barr Energies, Caléo, Sorégies et Trois-Frontières Distribution Gaz disposeraient, à compter du tarif ATRD8, d'un tarif commun et se verraient ainsi appliquer annuellement le NIV commun (cf. partie 3.1.3.4). Cette évolution serait indépendante de la dissociation comptable que les ELD appliquent déjà et continueraient d'appliquer.

Question 1 Êtes-vous favorable à l'évolution envisagée par la CRE concernant la bascule vers le tarif commun des ELD desservant moins de 15 000 points de livraison à partir du tarif ATRD8 ?

3.1.2. Une période tarifaire d'environ 4 ans

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

La CRE considère 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 %.

3.1.3. Construction du revenu autorisé des opérateurs

Dans sa délibération portant décision sur le tarif ATRD7 des ELD, la CRE fixera le revenu autorisé prévisionnel de chacune des ELD disposant d'un tarif spécifique sur la période 2026-2029, sur la base du dossier tarifaire transmis par les ELD, de ses propres analyses et du rapport d'un consultant externe. Selon la loi, le revenu couvre les coûts d'un opérateur dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation (CNE), des charges de capital normatives (CCN) et de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) :

$$\text{RA} = \text{CNE} + \text{CCN} + \text{CRCP} + \text{LIS}$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP ;
- LIS : terme de lissage résultant des modalités d'évolution tarifaire définies dans la partie 3.1.3.

3.1.3.1. 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 des ELD 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.

3.1.3.2. 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 (BAR).

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.

CCN = Amortissement de la BAR + BAR x 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 des ELD doit, d'une part, leur permettre de financer les charges d'intérêts sur leur dette et, d'autre part, apporter à leurs 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.

3.1.3.2.1. Evolution de la Base d'Actifs Régulés

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 aux ELD, 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.

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 2024 sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute. Les investissements prévus à partir du 1^{er} janvier 2025 sont pris en compte à leur valeur brute prévisionnelle telle que communiquée par les ELD.

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. 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 50 et 30 ans
Postes de livraison, détente et comptage	40 ans
Compression	20 ans
Autres installations annexes	10 ans
Constructions	30 ans

Tableau 2. *Durée de vie normative par catégorie d'actif*

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.

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.

Dans la délibération ATRD7 de GRDF, la CRE a souligné les enjeux des réseaux de distribution de gaz pour la prochaine période tarifaire. Parmi ces enjeux figure le risque d'un effet « ciseau » sur le tarif d'acheminement. En effet, afin d'accompagner l'injection des gaz verts, les GRD continueront d'investir pour développer les réseaux, en raccordant des sites de production et en renforçant la capacité d'accueil des réseaux. En parallèle, la consommation totale de gaz en France devrait continuer de décroître dans le contexte des objectifs de décarbonation du mix énergétique. Ainsi, les opérateurs répercuteraient des charges relativement stables sur un nombre d'utilisateurs en baisse, entraînant ainsi une hausse du coût unitaire d'acheminement.

Dans ce contexte, la CRE a fait évoluer les modalités de rémunération des investissements de GRDF, en mettant fin à l'indexation à l'inflation de la BAR, en passant à une rémunération de la BAR à un CMPC nominal et non plus réel, pour les nouveaux actifs entrant dans la BAR à partir du 1^{er} juillet 2024. Dès lors, ces actifs ne sont plus réévalués à l'inflation et se voient, en contrepartie, appliquer un CMPC nominal, c'est-à-dire incluant l'inflation.

Cette modification a pour objet d'éviter de faire porter le coût de l'inflation aux futurs utilisateurs du réseau tout en diminuant le risque de coût échoués. Elle est économiquement neutre dans la durée pour les ELD.

Compte tenu des enjeux précités partagés par tous les GRD de gaz, la CRE envisage d'appliquer cette évolution aux ELD de gaz à compter du tarif ATRD7, pour tous les nouveaux actifs entrant dans la BAR à partir du 1^{er} juillet 2026.

3.1.3.3. Compte de régularisation des charges et des 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 dernier jour de chaque année, le CRCP est apuré, dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de $\pm 3\%$ depuis le 1^{er} juillet 2024⁶. 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 d'apurement est utilisé 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. En 2024, il a été rehaussé de $\pm 2\%$ à $\pm 3\%$, ce qui a permis d'apurer plus rapidement les CRCP, dans un contexte de plus forte incertitude sur certains postes couverts au CRCP (charges d'énergie, consommations de gaz, etc.).

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 TURPE 7, ATRD7, ATRT8 et ATS3, la CRE a fait évoluer le taux de référence permettant l'actualisation du solde du CRCP en appliquant dorénavant le taux sans risque court terme. La CRE propose de répliquer cette évolution pour le tarif ATRD7 des ELD.

3.1.3.4. Homothétie avec le tarif de GRDF et modalités d'évolution annuelle

Rappel du cadre en vigueur

Depuis le 1^{er} juillet 2018, date d'entrée en vigueur du tarif ATRD5 des ELD de gaz naturel, la CRE a fait évoluer la structure des grilles tarifaires de ces dernières afin de les rendre homothétiques à celle de GRDF en vue de faciliter l'accès des fournisseurs au marché sur les zones de desserte des ELD.

Ainsi, la grille tarifaire d'une ELD est obtenue en appliquant un coefficient proportionnel unique (appelé coefficient NIV) à la grille tarifaire de GRDF, à l'exception du terme R_i , et du terme tarifaire d'injection qui restent inchangés par rapport à la grille de GRDF. Cette homothétie permet de faciliter le développement d'offres de marché pour les consommateurs raccordés aux réseaux exploités par les ELD.

⁶ Par la délibération n°2024-41 du 15 février 2024 portant décision modifiant des délibérations de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2022 et du 28 avril 2022 relatives aux tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution, la CRE a rehaussé le plafond du facteur k à $\pm 3\%$, en cohérence avec les évolutions retenues pour le tarif ATRD7 de GRDF, par rapport à un plafond initialement fixé à $\pm 2\%$ dans la délibération tarifaire ATRD6 des ELD.

La CRE a retenu cette homothétie et la formule d'évolution annuelle pour la période ATRD6, où le coefficient de niveau NIV de chaque ELD disposant d'un tarif spécifique évolue chaque année mécaniquement de l'inverse de l'évolution du tarif péréqué de GRDF au 1^{er} juillet N, et d'une évolution spécifique à chaque ELD, selon la formule suivante :

$$NIV_{01/07/N} = NIV_{30/06/N} \times \frac{1 + Z_{01/07/N}^{ELD}}{1 + Z_{01/07/N}^{GRDF}}$$

Avec :

- $NIV_{01/07/N}$ est le coefficient de niveau de l'ELD au tarif spécifique au 1^{er} juillet de l'année N, arrondi à 0,0001 près ;
- $NIV_{30/06/N}$ est le coefficient de niveau de l'ELD au tarif spécifique au 30 juin de l'année N, arrondi à 0,0001 près ;
- $Z_{01/07/N}^{GRDF}$ est l'évolution en niveau du tarif péréqué de GRDF au 1^{er} juillet de l'année N ;
- $Z_{01/07/N}^{ELD}$ est l'évolution en niveau du tarif péréqué de l'ELD au tarif spécifique au 1^{er} juillet de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondie à 0,01 % près, calculée de la manière suivante :

$$Z_{01/07/N}^{ELD} = IPC_N + X + k_N$$

Où :

- IPC_N est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} juillet de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N. Depuis le 1^{er} juillet 2024, 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'INSEE⁷ 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-1⁸ ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la délibération tarifaire (cf. § 3.1.2).
- k_N est le facteur d'évolution de la grille tarifaire résultant de l'apurement du solde du CRCP ; jusqu'au 30 juin 2024, il était compris entre +2 % et -2 %. Depuis le 1^{er} juillet 2024, k_N est compris entre +3 % et -3 %.

Pour les ELD disposant du tarif commun, le coefficient NIV appliqué à la grille tarifaire de GRDF correspond à la moyenne du coefficient NIV de chaque ELD disposant d'un tarif spécifique.

Par ailleurs, pour l'ensemble des ELD, le terme R_f est identique à celui en vigueur pour GRDF, qui évolue suivant l'inflation, conformément aux modalités définies par la délibération de la CRE n°2017-238 du 26 octobre 2017⁹.

⁷ Indice des prix à la consommation hors tabac : référence INSEE 1763852

⁸ [Délibération n°2024-41 de la CRE du 15 février 2024 portant décision modifiant des délibérations de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2022 et du 28 avril 2022 relatives aux tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution](#)

⁹ La délibération de la CRE n°2017-238 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 prévoit notamment que le terme R_f (i) pour les options tarifaires T1 et T2 évolue au 1^{er} juillet de chaque année pour prendre en compte la répartition des clients en offre de marché et au tarif réglementé de vente, sur la zone de desserte historique de GRDF et en fonction des coûts moyens estimés par catégories de clients, et (ii) pour les options tarifaires T3, T4 et TP, le montant du terme R_f est stable.

Proposition d'évolution des modalités d'évolution annuelle

Les modalités d'évolution annuelle en vigueur permettent d'adapter chaque année les grilles tarifaires aux évolutions macroéconomiques (facteur IPC) et aux évolutions propres à l'activité des GRD (facteur k). Or, ces évolutions annuelles sont d'une complexité élevée à plusieurs égards, qui plus est pour des structures de taille très variables. Aussi la CRE envisage de simplifier les modalités d'évolution annuelle des tarifs des ELD de gaz.

Option 1 : NIV constant sur la période tarifaire

Elle envisage en particulier, à compter de la première évolution annuelle du tarif ATRD7 des ELD (c'est-à-dire à partir du 1^{er} juillet 2027), d'appliquer l'évolution tarifaire d'ATRD7 de GRDF aux ELD (ce qui est mécaniquement obtenu en gardant un NIV constant).

En premier lieu, la CRE considère que le décalage de deux ans entre les périodes tarifaires de GRDF et des ELD peut rendre les évolutions annuelles difficilement lisibles pour les utilisateurs situés sur le périmètre de desserte des ELD. A titre d'exemple, la hausse du tarif ATRD7 de GRDF de 27,5 % a mécaniquement donné lieu à la baisse du NIV des ELD en 2024 (cf. tableau ci-dessous) en application de la formule d'évolution du tarif de ces dernières. Les utilisateurs du réseau sur le périmètre des ELD subiront une hausse tarifaire significative de manière décalée, en grande partie liée à des motifs similaires à GRDF (apurement d'un solde de CRCP important hérité de la période ATRD6, charges constantes ou en faible diminution portées par un nombre décroissant d'utilisateurs...).

NIV	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	1,09	1,09	0,93	0,90
R-GDS	1,12	1,08	0,92	0,90
GreenAlp	1,77	1,92	1,77	1,86
Vialis	1,12	1,12	0,96	0,93
Gédia	1,42	1,44	1,25	1,22
Barr Energies	0,99	0,97	0,79	0,95
Caléo	1,14	1,13	0,97	0,77
Sorégies	1,13	1,15	0,99	1,10
Trois-Frontières	1,32	1,33	1,13	0,93

Tableau 3. Historique des coefficients NIV sur la période ATRD6

Ainsi, l'alignement des évolutions tarifaires avec celles de GRDF permettrait de répercuter les évolutions les plus dimensionnantes du système gaz sur l'intégralité des GRD, comme les effets d'années chaudes ou froides sur la consommation de gaz, les variations de prix d'achat du gaz pour les pertes, ou les conséquences de mesures réglementaires sur les investissements des GRD ou sur la consommation de gaz.

Enfin, la CRE considère par ailleurs que l'actualisation des niveaux tarifaires des ELD tous les 4 ans prévient davantage le risque de décorrélation des tarifs du niveau réel des charges supportées par ces dernières, pour tous les effets qui leur seraient spécifiques.

Enfin, la CRE considère que cette évolution faciliterait le traitement des évolutions tarifaires par les fournisseurs sur le territoire des ELD, et serait donc de nature à favoriser à long terme le développement de la concurrence sur leurs zones de desserte.

Ainsi, le NIV des ELD serait fixé une fois tous les 4 ans et resterait inchangé sur la période tarifaire :

- l'année d'entrée en vigueur du tarif des ELD, les grilles tarifaires des ELD évoluent en fonction du revenu autorisé déterminé par la CRE pour la nouvelle période tarifaire (à l'exception du terme R_f et du terme tarifaire d'injection qui restent inchangés par rapport à la grille de GRDF);
- les années suivantes, les grilles tarifaires des ELD se voient appliquer l'évolution annuelle du tarif de GRDF au 1^{er} juillet N – les coefficients NIV des ELD sont donc constants jusqu'à l'entrée en vigueur du prochain tarif, l'écart entre les tarifs des ELD et le tarif de GRDF demeurant stable.

Ces modalités d'évolution sont celles privilégiées à ce stade par la CRE pour le tarif ATRD7 des ELD.

Option 2 : coefficient k identique pour GRDF et les ELD

Une autre option d'évolution des modalités d'évolution annuelle consisterait à maintenir une évolution des grilles tarifaires au 1^{er} juillet de chaque année d'une formule « IPC + X + k » dans laquelle :

- le coefficient X resterait déterminé pour chaque ELD, afin de tenir compte, notamment, de la baisse prévisionnelle de consommation sur son territoire de desserte ;
- le coefficient k de l'ensemble des ELD serait aligné sur le facteur k de GRDF. Ainsi, le CRCP des ELD serait apuré au rythme d'apurement du CRCP de GRDF.

La CRE considère que cette solution présenterait l'avantage de capter les effets les plus significatifs sur le niveau du CRCP, communs à tous les GRD et mentionnés supra, comme l'évolution du prix des pertes ou l'impact d'une année très chaude ou très froide sur le niveau des recettes.

Question 2 Êtes-vous favorable à l'une ou l'autre des évolutions envisagées par la CRE concernant l'évolution annuelle des ELD ?

3.2. Régulation incitative à la maîtrise des coûts

3.2.1. 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 3.1.3.3 de la présente consultation, 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 sur certains postes préalablement identifiés.

Depuis plusieurs périodes tarifaires, la CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée notamment à l'aune des deux critères 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.

3.2.1.1. 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 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.

La CRE constate que les coûts réalisés par les ELD ont été, au total, inférieurs à la trajectoire fixée dans le tarif ATRD6 sur la période 2022-2024. L'écart sur les trois années est de -15,8 M€ au total, soit -7 %.

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. Pour les charges d'exploitation de la prochaine période tarifaire, le dernier niveau réalisé atteint corrigé de l'inflation est le standard à retenir, en l'occurrence l'année 2024 : 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.

3.2.1.2. Couverture au CRCP de certains postes

Sur la période ATRD6, les postes couverts au CRCP pour les ELD de gaz sont les suivants :

- pour les postes de charges et assimilés :
 - les charges de capital supportées par les ELD, prises en compte à 100 % ;
 - les charges relatives à la contrepartie versée par les ELD 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 2017¹⁰, prises en compte à 100 % ;
 - les charges générées par les impayés des consommateurs sur leur part acheminement à compter de l'année 2018 d'une part, et sur la période antérieure à l'année 2018 hors tarif réglementé de vente (TRV) d'autre part, prises en compte à 100 % ;
 - les charges relatives aux projets de comptage évolué pour les ELD concernées, sous réserve de leur approbation par les ministres des projets de comptage des ELD (cf. § 4.2.4) ;
 - les charges relatives aux pertes et différences diverses prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
 - 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 ;
 - le reversement effectué par les ELD aux gestionnaires de réseaux de transport (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 rebours des GRT, pris en compte à 100 % au CRCP ;
- pour les postes de recettes et assimilés :
 - les revenus perçus par les ELD sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées sur le réseau de distribution, pris en compte à 100 % pour leur montant réalisé ;
 - les revenus perçus par les ELD 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 ;

¹⁰ [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](#)

- les pénalités perçues par les ELD 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 les ELD du système de pénalités ;
- les revenus perçus par les ELD au titre du terme tarifaire d'injection de biométhane, pris en compte à 100 % ;
- les revenus perçus par les ELD sur les participations de tiers et les recettes générées par les autres prestations récurrentes facturées aux fournisseurs pour les clients concernés (par exemple, les locations de compteur) dites « recettes extratarifaires non incitées », pris en compte à 100 % ;
- les revenus perçus par les ELD 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 des ELD, lorsque cette évolution est différente de celle issue des formules d'indexation annuelle des tarifs des prestations ;
- les plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains, prises en compte à 80 % au CRCP ;
- les incitations financières générées par les mécanismes de régulation incitative :
 - de la qualité de service, pour tous les indicateurs concernés, afin de permettre le reversement aux utilisateurs du réseau des pénalités en cas de non-atteinte du niveau de qualité de service fixé, ou le versement aux ELD des bonus en cas de dépassement des objectifs (cf. § 3.3) ;
 - les incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative pour le développement d'un portail fournisseur pour les ELD concernées (cf. § 3.4.3). Ce mécanisme n'a toutefois pas été activé pendant la période ATRD6 ;
 - les incitations financières générées par les projets de comptage évolué pour les ELD concernées (cf. § 3.5) ;
 - les charges d'exploitation de R&D des opérateurs concernés, qui font l'objet d'un mécanisme spécifique (cf. § 3.4) ;
 - les charges incitées relatives aux actions de développement de la concurrence sur le territoire des ELD¹¹ (cf. § 3.4.3) ;
 - les éventuelles pénalités générées par le mécanisme de régulation incitative sur l'innovation à l'externe (cf. § 3.4.3) ;
 - pour GreenAlp, les incitations financières à la maîtrise des coûts d'investissements (cf. § 3.2.2).

La CRE propose d'étendre le mécanisme du CRCP aux postes suivants :

- les recettes liées aux termes tarifaires d'abonnement, prises en compte à 100 % au CRCP, soit la couverture de l'intégralité des recettes tarifaires perçues par les ELD, en cohérence avec le cadre prévu pour le tarif ATRD7 de GRDF, demandée par les ELD : 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 les ELD sur le nombre de clients raccordés ;
- les recettes extratarifaires issues des prestations annexes relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone, prises en compte à 100 % au CRCP, en cohérence avec le cadre prévu pour le tarif ATRD7 de GRDF. Compte tenu de l'incertitude sur l'ampleur et le rythme du développement du biométhane sur la période ATRD7, la CRE envisage également de couvrir, en miroir des recettes de prestations relatives à l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone, les charges d'exploitation associées, à 100 % ;

¹¹ Incluant les éventuels coûts d'investissements dans le cas de GreenAlp.

- les charges d'avantage en nature énergie (ANE), prises en compte à 80 % au CRCP, afin de prémunir les GRD contre la variation des prix de l'énergie sur laquelle ils n'ont pas de maîtrise mais en conservant une incitation à la maîtrise des volumes consommés ;
- les incitations financières à la maîtrise et à la priorisation des investissements, à l'intégralité des ELD, hors comptage évolué et hors biométhane.

Enfin, la CRE envisage de ne pas de retenir les demandes suivantes formulées par certaines ELD, concernant la couverture :

- de l'intégralité des coûts échoués, alors qu'aujourd'hui les coûts échoués non récurrents et non prévisibles font l'objet d'une analyse au cas par cas de la CRE. La CRE envisage de maintenir le cadre de régulation en vigueur ;
- des charges d'exploitation liées à l'application du règlement européen concernant la réduction d'émission de méthane, en cohérence avec les orientations retenues par la CRE dans la consultation publique du 19 juin 2025¹² dans laquelle elle présente le cadre de régulation envisagé pour ces charges s'agissant des GRT de gaz et de GRDF ;
- des dépenses (coûts d'exploitation et coûts d'investissement) liées à la mise en œuvre du portail commun : la CRE envisage d'introduire un mécanisme d'incitation au respect des coûts du projet (cf. partie 3.4.3).

Question 3 Partagez-vous l'analyse préliminaire de la CRE concernant les évolutions de la régulation incitative des coûts d'exploitation envisagées ?

3.2.2. Régulation incitative des investissements

3.2.2.1. Incitation à la maîtrise des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux

Afin d'assurer l'optimisation des coûts des investissements dans les réseaux, le tarif ATRD 5 de GRDF a introduit un mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux. Les actifs concernés par le mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » en sont exclus. Ce mécanisme a été prolongé pour les périodes ATRD6 et ATRD7 pour GRDF. Afin d'appliquer ce mécanisme de coûts unitaires, les ouvrages de réseaux sont regroupés en catégories d'ouvrages ayant un coût unitaire relativement homogène et stable.

Dans le tarif ATRD 4, la CRE avait privilégié un suivi des coûts d'investissements des ELD. Dans le tarif ATRD 5, elle a répliqué le dispositif de coûts unitaires, en le limitant aux ELD desservant plus de 100 000 clients (Régaz-Bordeaux et R-GDS), selon les mêmes catégories d'ouvrages que GRDF et sans incitation financière. Ce mécanisme a été prolongé pour la période ATRD6.

Ce suivi des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux réalisés par Régaz-Bordeaux et R-GDS avait pour objectif d'apprécier chaque année l'efficacité des investissements dans les réseaux réalisés par ces ELD, quels que soient le volume de chantiers et la quantité d'ouvrages mis en service par chaque ELD au cours de la période ATRD6.

Pour les années 2022 à 2024, Régaz-Bordeaux et R-GDS ont transmis pour chaque catégorie d'ouvrage les données définitives :

- de la valeur totale des ouvrages mis en service (en euros) ;
- du nombre total de chantiers réalisés correspondant à ces mises en service ;

¹² [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 \(Storengy, Teréga et Géométhane\)](#)

- de la longueur totale des canalisations concernées ou du nombre total d'unités pour ces mises en service.

L'analyse de ces données de suivi met en évidence, dans l'ensemble, un nombre limité d'affaires, et des montants d'investissements moyens trop variables d'une année à l'autre pour pouvoir définir un niveau de référence des dépenses d'investissements dans les réseaux des opérateurs.

A ce stade, la CRE estime que les coûts unitaires sont trop hétérogènes et variables pour introduire une incitation sur les coûts unitaires d'investissements dans les réseaux de Régaz-Bordeaux et R-GDS. Néanmoins, la CRE estime pertinent de poursuivre les travaux avec les opérateurs pour compléter l'analyse et envisager de maintenir le suivi de coûts unitaires d'investissements dans les réseaux pour ces deux opérateurs.

Question 4 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux ?

3.2.2.2. Mécanisme d'incitation à la maîtrise et à la priorisation des investissements

Le tarif ATRD6 des ELD a instauré pour GreenAlp, une incitation spécifique à la maîtrise des investissements consistant en une enveloppe d'investissements pluriannuelle, nette des subventions publiques ou privées, hors comptage évolué, que le GRD est incité à ne pas dépasser. En fin de période :

- si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire est inférieure à cette enveloppe, aucun malus ni bonus n'est appliqué à GreenAlp ;
- en revanche, si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire dépasse l'enveloppe, un malus de 20 % du dépassement, est appliqué à GreenAlp via le CRCP. Néanmoins, les investissements intègrent la BAR à leur valeur réelle.

Ce mécanisme a été introduit pour inciter GreenAlp à maîtriser et à prioriser ses dépenses d'investissements, afin de limiter les hausses tarifaires à venir et réduire le risque de coûts échoués, dans un contexte marqué par une forte baisse des consommations de gaz dans le périmètre de desserte de GreenAlp et une prévision alors en forte hausse de ses investissements.

Bilan du dispositif pour GreenAlp

En excluant les dépenses associées aux conduites d'immeuble et conduites montantes gaz (CICM), qui ont été réintégrées à titre gratuit par GreenAlp dans son périmètre du fait d'une évolution législative, la trajectoire d'investissements réalisée par GreenAlp est inférieure de 3 % à la trajectoire prévisionnelle pour les années 2022 à 2024. A ce stade, et en retraitant les CICM de l'enveloppe pluriannuelle, aucun malus n'est donc prévu. Le bilan définitif de cette régulation appliquée à GreenAlp en ATRD6 sera calculé lors de la première mise à jour annuelle du tarif ATRD7 des ELD, afin de prendre en compte les investissements réalisés en 2025.

Par ailleurs, au terme de la période tarifaire ATRD6, GreenAlp a partagé à la CRE un premier bilan du dispositif et a notamment souligné que le caractère pluriannuel de l'enveloppe permettait d'absorber d'éventuelles variations annuelles, permettant ainsi une marge de manœuvre satisfaisante en cas d'imprévu.

Evolutions envisagées pour la période ATRD7

Les trajectoires d'investissements réalisés par les ELD en ATRD6 présentent de très fortes disparités. De même, dans leurs demandes tarifaires pour la période ATRD7, les ELD ont fait part de trajectoires d'investissements prévisionnels hétérogènes. La moitié d'entre elles sont en baisse ou en hausse contenue dans l'inflation prévisionnelle. En revanche, les trajectoires d'investissements prévisionnels pour le tarif ATRD7 de GreenAlp, R-GDS, Gédia et Trois-Frontières sont en hausse significative.

k€ courants /an	Délibéré 22-24	Réalisé 22-24	Ecart entre réalisé et délibéré (%)	Demande 26-29	Ecart Réalisé-ATRD7 (%)
Régaz-Bordeaux	17 990	19 620	+9%	16 989	-13 %
R-GDS	14 358	9 789	-32%	11 636	+19 %
GreenAlp (yc C/ICM)	1 662	3 398	+104%	2 644	-22 %
(hors C/ICM)		1 618	-3%		+49 %
Vialis	2 078	1 695	-18%	1 694	+0 %
Gédia	1 259	1 409	+12%	1 729	+23 %
Barr Energies	1 716	1 255	-27%	1 132	-10 %
Caléo	1 286	1 216	-5%	1 188	-2 %
Sorégies	1 430	1 766	+24%	487	-72 %
Trois-Frontières	539	290	-46%	894	+209 %

Tableau 4. Montants d'investissement (hors comptage évolué) réalisés et prévisionnels des ELD sur les périodes ATRD6 et ATRD7

La CRE considère à ce stade qu'il est important d'inciter à la maîtrise des investissements, compte tenu du contexte de baisse globale des consommations de gaz, y compris sur les zones de desserte des ELD.

A ce titre, la CRE propose ainsi, à ce stade, pour le tarif ATRD7 des ELD de gaz :

- d'étendre le mécanisme à l'ensemble des ELD ;
- d'exclure les dépenses de comptage évolué et de biométhane du périmètre incité du mécanisme, en cohérence avec le cadre en vigueur pour GRDF.

La CRE envisage que le montant pluriannuel corresponde à la trajectoire d'investissements retenue dans la délibération ATRD7, retraitée des natures de coûts citées ci-dessus.

Question 5 Êtes-vous favorable à l'extension du mécanisme d'incitation à la maîtrise des investissements à toutes les ELD ?

3.3. Régulation incitative de la qualité de service

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

3.3.1. Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur

Pour la période ATRD6, les ELD disposant d'un tarif spécifique suivent jusqu'à 13 indicateurs, dont 5 à 12 font l'objet d'une incitation financière selon les ELD. Ils peuvent être communs à l'ensemble des ELD (comme le « Taux de réponse aux réclamations de fournisseurs et de consommateurs dans les délais » par exemple) ou spécifiques à certaines.

Ils portent sur les thèmes suivants :

- les devis et les interventions (jusqu'à 4 indicateurs) ;
- la relation avec les consommateurs (jusqu'à 1 indicateur) ;
- la relation avec les fournisseurs (jusqu'à 2 indicateurs) ;

- la relève et la facturation (jusqu'à 5 indicateurs).

Les résultats de ces indicateurs sont publiés par les ELD sur leurs sites internet respectifs. En complément, depuis 2016, chaque ELD doit élaborer et publier sur son site internet un rapport annuel qui apporte un éclairage qualitatif sur les résultats des indicateurs de qualité de service. La CRE note toutefois que toutes les ELD ne réalisent pas cet exercice tous les ans.

Par ailleurs, les ELD au tarif commun sont incitées à respecter leurs rendez-vous planifiés, en versant une indemnité directement au consommateur en cas de défaut.

La liste détaillée des indicateurs pour chaque ELD sur la période ATRD6 est présentée en annexe.

3.3.2. Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période ATRD6 des ELD

Entre 2022 et 2024, la performance des 9 ELD sur les indicateurs incités financièrement s'est maintenue à un niveau satisfaisant de qualité de service, atteignant globalement les objectifs fixés par la CRE. La CRE relève en particulier, sur la période ATRD6 des ELD :

- de bons résultats pour les indicateurs liés à la relation avec les fournisseurs, avec 7 ELD présentant un taux de réponse aux réclamations des fournisseurs dans les délais égal à 100 % ;
- de bons résultats pour le taux de changement de fournisseurs réalisés dans les délais, avec 8 ELD présentant une performance supérieure à l'objectif fixé ;
- des résultats satisfaisants des 5 ELD incitées concernant la disponibilité du portail avec des taux globalement supérieurs à l'objectif de référence, fixé à 99,5 % ;
- des résultats globalement positifs pour le taux de relevés semestriels sur index réels (relevés ou autorelevés), avec 7 ELD présentant des résultats supérieurs à l'objectif, fixé à 96,5 % ;
- des résultats contrastés pour les ELD incitées sur le taux de mises en service et de mises hors service réalisées dans les délais (Régaz-Bordeaux, R-GDS et GreenAlp), avec des résultats régulièrement en-deçà des objectifs fixés. A titre d'exemple, le taux de mises en service réalisées dans les délais demandés s'élève en moyenne à 97,7 % en 2022, à 98,1 % en 2023 et à 97,1 % pour ces ELD, pour un objectif fixé à 98,0 % chaque année.

La CRE observe toutefois une dégradation des performances de Régaz-Bordeaux, qui est en-dessous des objectifs fixés sur 6 indicateurs sur 7 sur la période ATRD6.

La régulation incitative de la qualité de service de l'ensemble des ELD a ainsi généré un bonus global d'environ 126 k€ sur la période 2022-2024, soit une hausse par rapport au réalisé moyen 2018-2020 (119 k€)¹³.

3.3.3. Evolution du dispositif de régulation incitative de la qualité de service

Pour la période tarifaire à venir, la CRE envisage de reconduire le cadre de régulation incitative de la qualité de service des ELD mis en place durant le tarif ATRD6 des ELD. Toutefois, la CRE propose une évolution de son périmètre afin :

- de renforcer le cadre d'incitation spécifique au biométhane :
 - en incitant des indicateurs jusque-là seulement suivis (« Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane » et « Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane ») ;

¹³ [Consultation publique n°2021-10 de la CRE du 7 octobre 2021 relative aux prochains tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution des entreprises locales de distribution de gaz naturel \(ATRD6 des ELD\)](#)

- en introduisant de nouveaux indicateurs suivis, en cohérence avec le tarif ATRD7 de GRDF (respect des délais de raccordements des producteurs, respect des délais de mise en service des renforcements, volumes de gaz renouvelables et bas carbone écrêtés) ;
- de répliquer les évolutions appliquées à GRDF sur les indicateurs relatifs au traitement des réclamations, notamment en créant l'indicateur « Taux de réclamations multiples » pour évaluer la qualité de la réponse donnée aux réclamations des clients ou des fournisseurs, et le nombre de réclamations en rebond.

3.3.3.1. Evolution du périmètre

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 » : du fait du caractère obligatoire de cette prestation pour les producteurs, et en cohérence avec le cadre retenu pour le tarif ATRD7 de GRDF, 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 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 des ELD.

La CRE envisage également, pour la période ATRD7, d'introduire de nouveaux indicateurs de qualité de service afin de suivre plus précisément la performance des ELD sur l'injection de gaz renouvelable et bas-carbone sur leurs réseaux :

- 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 » : ces délais ne sont aujourd'hui pas suivis dans la qualité de service des ELD. En cohérence avec le cadre retenu pour le tarif ATRD7 de GRDF, la CRE envisage ainsi de suivre le respect par les ELD des délais de ces raccordements et des mises en service dans deux nouveaux indicateurs à part entière ;
- indicateur « Volume d'écèlement de la production de gaz verts » : la CRE envisage d'introduire un indicateur de suivi afin de mesurer l'évolution du nombre de zones et de producteurs concernés par l'écèlement de leur production dans l'attente de la réalisation des investissements de renforcement du réseau validés par la CRE, en cohérence avec l'indicateur introduit dans le tarif ATRD7 de GRDF.

Question 6 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) ?

Traitement des réclamations

Sur la période ATRD6, la qualité de service suit séparément le délai de traitement des réclamations émanant :

- des fournisseurs (15 jours calendaires pour Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Gedia, Caléo, Barr Energies, Trois-Frontières distribution gaz et Sorégies et 8 jours calendaires pour Vialis) ;
- et des consommateurs (30 jours calendaires pour Régaz-Bordeaux, GreenAlp, Caléo, Barr Energies, Trois-Frontières distribution gaz et Sorégies, 21 jours calendaires pour R-GDS, 15 jours calendaires pour Gedia et 8 jours calendaires pour Vialis).

Pour la période ATRD7, la CRE envisage :

- d'inciter les ELD sur le traitement des réclamations dans un unique délai (15 jours calendaires pour Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Gedia, Caléo, Barr Energies, Trois-Frontières distribution gaz et Sorégies, et 8 jours calendaires pour Vialis) pour l'ensemble des réclamations, fournisseurs comme consommateurs ;
- pour cet indicateur, de renforcer le niveau de l'incitation pour les ELD (cf. 3.4.3.1) ;
- d'introduire l'indicateur « Taux de réclamations multiples ».

Question 7 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant la régulation incitative du traitement des réclamations ?

3.3.3.1. Evolution des incitations

Pour l'ensemble des indicateurs financièrement incités précédemment cités, les objectifs de référence ont été déterminés afin d'inciter les ELD à améliorer leurs résultats au-delà des performances moyennes observées sur la période précédente. Pour les indicateurs qui n'étaient jusqu'alors pas incités financièrement mais uniquement suivis, ils ont été établis sur la base des performances des ELD concernées et en fonction d'un niveau jugé satisfaisant pour le bon fonctionnement du marché (cf. tableau ci-dessous).

Indicateur	ELD concernées	Orientation	Proposition d'objectif
Taux de mises en service (MES) réalisées dans les délais demandés	R-GDS / Régaz-Bordeaux / GreenAlp	Rehaussement de l'incitation et baisse du plancher	Maintien à 98 %
Taux de mises hors service réalisées dans les délais demandés	R-GDS / Régaz-Bordeaux / GreenAlp	Maintien de l'objectif et doublement de l'incitation	Maintien à 99 %
Taux de relevés semestriels (6M) sur index réels (relevés ou autorelevés)	Ensemble	Rehaussement de l'incitation Passage en suivi pour GreenAlp ¹⁴	Augmentation progressive de 96,5 % à 98,0 %
Taux de disponibilité du portail fournisseur	Vialis / R-GDS / GreenAlp / Sorégies / Gedia / Régaz-Bordeaux	Incitation asymétrique (malus seulement)	Maintien à 99,5 %
Taux de réponse aux réclamations des fournisseurs dans les délais	Ensemble	Fusion des indicateurs Suppression du plancher et rehaussement de l'incitation	100 %
Taux de réponse aux réclamations des consommateurs dans les délais			
Taux de changement de fournisseurs réalisés dans les délais	Ensemble	Augmentation progressive de l'objectif de 98 % à 99,5 %	

Tableau 5. Synthèse des évolutions de niveaux d'incitation des indicateurs qualité de service envisagées par la CRE

Le détail de chaque indicateur est présenté en annexe 1.

Les indicateurs de performance du système de comptage évolué sont par ailleurs décrits dans la partie 3.5.

Question 8 Êtes-vous favorable aux évolutions envisagées par la CRE concernant le niveau d'incitation des indicateurs pour la période ATRD7 ?

3.4. Régulation incitative de la R&D et de l'innovation

3.4.1. 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.

¹⁴ A l'issue du déploiement massif des compteurs évolués sur son périmètre de desserte, et à l'instar de l'orientation retenue pour GRDF et Régaz-Bordeaux.

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 bisannuel.

Le tarif ATRD6 prévoyait des trajectoires de R&D pour cinq ELD (R-GDS, Régaz-Bordeaux, GreenAlp, Vialis et Gedia) comprises entre 15 et 394 k€/an. Seules R-GDS et Régaz-Bordeaux ont effectivement engagé des dépenses de R&D entre 2022 et 2024.

Compte tenu de la taille des opérateurs et de la redondance des thématiques de recherche, la CRE s'interroge sur l'efficacité d'actions de R&D individuelles financées par les tarifs de réseau. Elle considère que les grands axes de recherche menée par les ELD, tels que la gestion optimisée des réseaux et l'intégration des gaz verts aux réseaux, pourraient bénéficier d'une démarche de mutualisation des entreprises.

Compte tenu de leurs spécificités et de leurs tailles, l'ensemble des ELD souhaitent que le bilan des actions engagées en matière de R&D puisse être transmis à la CRE sous la forme d'un rapport bisannuel uniquement.

A ce stade, la CRE envisage de :

- prolonger le mécanisme de régulation incitative de la R&D actuel pour toutes les ELD avec une trajectoire incitée de manière asymétrique, c'est-à-dire que les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs. Elle envisage toutefois d'accéder à la demande des ELD de ne transmettre à la CRE et de ne publier que tous les deux ans un rapport présentant les actions de R&D réalisées par les ELD ;
- introduire une incitation à la mutualisation des dépenses de R&D, à hauteur de 50 % des budgets alloués à chaque ELD : dans le cas où cette part d'enveloppe ne serait pas dépensée dans le cadre un ou des projet(s) mutualisé(s), cette partie de l'enveloppe serait restituée aux utilisateurs des réseaux en fin de période tarifaire. Un projet serait considéré comme mutualisé dès lors qu'il associerait au moins 3 ELD ou qu'un acteur externe prendrait en charge au moins 50 % du budget total du projet.

3.4.2. Projets de réseaux intelligents

La délibération tarifaire ATRD6 a étendu le guichet *smart grids* aux ELD de gaz, d'abord mis en place pour les opérateurs et dupliqué à GRDF, leur permettant d'obtenir en cours de période tarifaire des financements supplémentaires, notamment pour leurs projets de démonstrateurs *smart grids*.

Le dispositif prévoit que les ELD puissent demander une fois par an l'intégration à leur trajectoire des surcoûts de charges d'exploitation liés à ce type de projets. Cette intégration est possible pour un ensemble de projets impliquant au total des charges d'exploitation annuelles supérieures à 150 k€ sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues à ce stade.

Le dispositif n'ayant jamais été sollicité par les ELD, ni par les autres opérateurs, la CRE propose de supprimer le guichet *smart grids* dans une démarche de simplification du cadre de régulation et en cohérence avec l'orientation retenue dans le tarif ATRD7 de GRDF.

3.4.3. Régulation incitative de l'innovation : favoriser l'innovation à l'externe

3.4.3.1. Bilan du dispositif sur la période ATRD6

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, comme elle l'a fait pour GRDF et Enedis, la CRE a intégré, dans le cadre de régulation ATRD6, un dispositif de régulation incitative des délais d'exécution par les ELD d'actions identifiées comme prioritaires. Celui-ci 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. Calculé de manière mensuelle, le montant de la pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants retenus en ATRD6 des ELD sont les suivants :

- pour une action mise en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE, une pénalité de 2 500 €/mois de retard est appliquée ;
- pour une action mise en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée à 5 000 €/mois de retard pour les mois au-delà du 6^e mois ;
- pour une action mise en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE, la pénalité est portée 10 000 €/mois de retard pour les mois au-delà du 12^e mois ;
- le montant global de l'ensemble des pénalités versées par les ELD sera plafonné à 300 000 € par an.

Lorsque les actions ayant vocation à intégrer ce mécanisme impliquent l'ensemble des ELD, les montants des pénalités sont répartis entre les ELD aux tarifs spécifiques. La répartition des montants, que la CRE envisage de maintenir, est détaillée en annexe 3.

3.4.3.2. Evolutions du mécanisme envisagées pour la période ATRD7

Bien que le mécanisme n'ait pas été activé en ATRD6, la CRE propose, de maintenir, pour la période ATRD7 des ELD, le dispositif de régulation incitative au respect des délais d'exécution par les ELD d'actions identifiées comme prioritaires, avec le maintien des modalités de calcul des pénalités décrites ci-dessus.

A ce stade, la CRE identifie la mise en œuvre du portail commun comme action prioritaire.

En effet, une dynamique concurrentielle insuffisante a été constatée sur les territoires de desserte des ELD d'électricité et de gaz, en particulier sur le marché de masse. Sur ces territoires hors ZNI, qui représentent respectivement 5 % et 4 % des utilisateurs, la dynamique concurrentielle observée reste inférieure aux zones de desserte des gestionnaires de réseaux nationaux Enedis et GRDF (qui représentent respectivement 95 % et 96 % des utilisateurs).

Pour répondre à ce constat, la CRE a exprimé, à travers sa délibération n°2021-121 du 10 juin 2021¹⁵, sa volonté d'une convergence des flux et des webservices des ELD au format des GRD nationaux ainsi que le développement d'un portail commun permettant aux fournisseurs alternatifs d'accéder aux services des différents GRD-ELD via une unique plateforme.

¹⁵ [Délibération n°2021-121 de la CRE du 10 juin 2021 portant orientations sur les mesures à mettre en place par les GRD pour permettre le développement de la concurrence sur les territoires des ELD](#)

Ce projet permettrait donc de simplifier, d'uniformiser les SI et limiter les coûts d'entrée sur le marché pour les fournisseurs alternatifs en harmonisant les données partagées entre les ELD en s'appuyant sur le référentiel de GRDF.

En décembre 2021, les syndicats des ELD ont soumis à la CRE une étude technico-économique détaillée du projet de « portail commun ». Ce rapport incluait une estimation des investissements nécessaires ainsi qu'un calendrier préliminaire d'exécution. La CRE a demandé à actualiser ce chiffrage et fait auditer le projet en 2024 afin de déterminer précisément le niveau des charges prévisionnelles.

La CRE a opté pour un déploiement séquencé compte tenu des coûts élevés et du nombre important d'acteurs. Par conséquent, la CRE envisage de commencer par un déploiement initial limité aux périmètres de Gérédis pour l'électricité et de R-GDS et Régaz-Bordeaux pour le gaz. Cette délimitation est justifiée par plusieurs facteurs : (i) des coûts-bénéfices plus attractifs, avec seulement le SI de Gérédis à adapter pour l'électricité et des SI semblables à ceux de GRDF chez R-GDS et Régaz-Bordeaux, (ii) une maîtrise plus aisée par la CRE des coûts associés, les coûts de Gérédis étant compensés par le Fonds de Péréquation de l'Électricité (FPE) forfaitaire, et (iii) une gouvernance simplifiée grâce à un nombre réduit de GRD-ELD et d'éditeurs SI à coordonner.

Compte tenu de l'ampleur du projet et des charges engagées, et des enjeux associés, la CRE envisage d'introduire les charges associées à ce projet dans les charges prévisionnelles incitées et d'inciter au respect de la date de mise en service du portail via la régulation incitative relative aux actions prioritaires. A ce stade, les charges et la date de mise en service définies se basent sur le dernier chiffrage disponible, correspondant à l'audit des coûts de réalisation du projet pour lequel la CRE avait mandaté un auditeur externe en 2024.

A l'instar des charges associées au projet, les incitations seraient également réparties au prorata du nombre de PDL desservis par R-GDS et Régaz-Bordeaux.

R-GDS et Régaz-Bordeaux seraient ainsi incités à la mise en service du portail commun au 1^{er} janvier 2028.

Question 9 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la pertinence de mutualiser les projets de R&D des ELD ? Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de la R&D et de l'innovation envisagé par la CRE pour le tarif ATRD7 ?

Question 10 Avez-vous des remarques concernant la suppression du guichet *smart grids* envisagée par la CRE pour les ELD de gaz ?

Question 11 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur la mise en place d'une régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires, et en particulier à l'introduction d'une incitation à la mise en œuvre du portail commun ? Identifiez-vous d'autres actions prioritaires qui pourraient être intégrées au mécanisme ?

3.5. Régulation incitative associée aux projets de comptage évolué des ELD

Le cadre de régulation incitative associé aux projets de comptage des ELD disposant d'un tarif spécifique prévoit notamment une prime incitative de rémunération de 200 points de base (pbs), attribuée aux actifs de comptage (modules radio, compteurs et concentrateurs) mis en service entre le début et la fin théorique de la phase de déploiement industriel et la couverture tarifaire des coûts échoués liés au remplacement anticipé de compteurs existants par des compteurs communicants pendant la phase de déploiement.

En cas d'atteinte des objectifs de délais, de coûts et de performances, l'ELD bénéficie de l'intégralité de la prime.

En revanche, toute dérive de la performance globale viendrait, au travers de pénalités, diminuer la prime incitative et, au-delà de certains seuils de contre-performance, réduire la rémunération des actifs de comptage en deçà du taux de rémunération retenu dans les tarifs de distribution de gaz naturel. Une dérive significative pourrait conduire à une suppression de la rémunération pour la part des dépenses au-delà de certains seuils. La rémunération globale du projet ne pourrait toutefois pas être inférieure au taux de rémunération diminué de 100 pbs.

A l'inverse, une réduction des coûts unitaires globaux d'investissement durant la période de déploiement massif par rapport aux coûts unitaires prévisionnels du projet conduirait à l'attribution d'un bonus supplémentaire égal à la prime incitative qu'aurait touchée l'ELD si les coûts d'investissement évités avaient été dépensés. De cette façon, les ELD seraient incitées à réaliser leur projet au meilleur coût pour la collectivité et les utilisateurs bénéficieront de la plus grande part des gains de productivité.

Pour mettre en œuvre ces incitations, un suivi régulier des projets tout au long de leur déploiement est prévu avec notamment :

- un suivi du respect du calendrier prévisionnel de déploiement du projet, avec des pénalités en cas de retard. Pour chaque période de suivi, la non-atteinte du taux de déploiement prévisionnel donnera lieu à une pénalité proportionnelle au retard constaté ;
- un suivi des coûts unitaires des compteurs évolués, avec des pénalités (respectivement bonus) en cas de dérive (respectivement diminution) de ces coûts. Une dépense réelle d'investissement supérieure au coût de référence conduira ainsi à une rémunération plus faible. Au contraire, une dépense réelle d'investissement inférieure au coût de référence permettra à l'opérateur de conserver un montant de prime identique à celui qu'il aurait perçu sans cette économie ;
- un suivi de la performance du système en termes de qualité du service rendu, dès le début de la phase de déploiement, avec des incitations financières (bonus et pénalités) versées en fonction de l'atteinte ou non d'objectifs prédéfinis (cf. partie 3.5.1 ci-après).

3.5.1. Régulation incitative de la performance des systèmes de comptage évolué

3.5.1.1. Rappel du dispositif en vigueur sur la période ATRD6

Le mécanisme de régulation incitative sur le respect du niveau de performance attendu pour les systèmes de comptage évolué des ELD, est constitué de trois indicateurs faisant l'objet d'un suivi et d'une incitation financière à compter du début du déploiement industriel. Ces incitations financières donnent lieu à des pénalités et des bonus versés respectivement aux utilisateurs et aux ELD, à travers un poste *ad hoc* du CRCP du tarif ATRD de chaque ELD en vigueur au moment du calcul de l'incitation.

Ce mécanisme complète le mécanisme de suivi de la qualité de service des opérateurs envisagé par la CRE pour les tarifs ATRD des ELD. Ainsi, à partir du démarrage du déploiement industriel, les ELD sont incitées financièrement sur le périmètre des compteurs communicants, mais restent incitées par ailleurs sur le périmètre des compteurs non communicants.

Afin de donner de la visibilité aux ELD et aux acteurs de marché sur le niveau de performance attendu lors du déploiement, la CRE a déjà fixé, à l'instar de ce qui a été mis en place pour GRDF, la trajectoire d'objectifs et d'incitations financières pour les quatre premières années du déploiement industriel des ELD. Ceux-ci ont d'abord été appliqués au suivi du projet de Régaz-Bordeaux¹⁶, puis à celui de GreenAlp¹⁷. Sont aujourd'hui également concernés les projets de R-GDS et Sorégies, qui ont tous deux démarré le déploiement industriel des compteurs évolués sur leurs parcs respectifs en 2024. A compter de 2026, les projets de comptage évolué de Barr Energies, Caléo, Gedia et Vialis seront également concernés par le suivi et l'incitation de ces indicateurs¹⁸.

¹⁶ [Délibération n°2020-039 de la CRE du 27 février 2020 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution Régaz-Bordeaux](#)

¹⁷ [Délibération n°2020-123 de la CRE du 4 juin 2020 portant décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution GreenAlp](#)

¹⁸ [Délibération n°2024-212 de la CRE du 4 décembre 2024 portant décision sur le cadre de régulation incitative des projets de comptage évolué des entreprises locales de distribution de gaz naturel disposant d'un tarif spécifique](#)

Les indicateurs donnant lieu à incitations financières, pour suivre les performances de la chaîne de communication globale de traitement des index, sont les suivants :

- le taux de publication mensuelle des index aux fournisseurs : cet indicateur mesure la capacité du portail fournisseur à mettre à disposition des fournisseurs les index mensuels relevés ou estimés utilisés pour la facturation ;
- le taux d'index cycliques mesurés : cet indicateur mesure la capacité du système à remonter des index réels et non estimés lors des relèves cycliques mensuelles ;
- le taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus : cet indicateur mesure la capacité des ELD à remettre en service des compteurs/concentrateurs défectueux dans un délai inférieur ou égal à 3 mois.

3.5.1.2. Bilan des indicateurs de performance du système de comptage évolué sur la période 2022-2024

Sur la période 2022-2024, les 4 ELD de gaz déjà concernées par le suivi et l'incitation d'indicateurs relatifs à leur projet de comptage évolué ont été performantes au global.

Les résultats de Régaz-Bordeaux sont très satisfaisants sur les trois indicateurs incités sur l'ensemble de la période 2022-2024. Régaz-Bordeaux a ainsi bénéficié d'un bonus global de près de 70 k€ pour les indicateurs spécifiques au projet de comptage évolué.

GreenAlp a également présenté de bons résultats sur l'ensemble des indicateurs, mais n'est pas parvenu à atteindre les objectifs de référence fixés sur les indicateurs de « Taux de publication mensuelle des index aux fournisseurs » en 2023 et de « Taux d'index cycliques mesurés » sur le périmètre des compteurs évolués, ni en 2023 ni en 2024. Ces sous-performances ont engendré des pénalités pour GreenAlp, qui a néanmoins bénéficié d'un bonus global de 16 k€ sur la période 2022-2024, traduisant sa bonne performance dans l'ensemble sur les indicateurs relatifs au comptage évolué.

R-GDS et Sorégies sont incités financièrement sur ces mêmes indicateurs depuis 2024. R-GDS a été performant et a bénéficié d'un bonus global de 14 k€ sur les indicateurs spécifiques au projet de comptage évolué pour l'année 2024 seulement.

Sorégies a, en revanche, partagé à la CRE les difficultés rencontrées en 2024 à mettre en service les premiers concentrateurs et à rendre communicants les premiers compteurs évolués déployés sur son territoire, entraînant des pénalités pour l'année 2024.

Le résultat des indicateurs sur la période 2022-2024 est détaillé dans les tableaux ci-dessous, pour chaque indicateur :

Taux de publication mensuelle des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs évolués				
		2022	2023	2024
Régaz-Bordeaux	Objectif	98,5 %	99 %	99,5 %
	Résultat	99,7%	99,96 %	99,96 %
GreenAlp	Objectif	93 %	98,5 %	99 %
	Résultat	96,4 %	98,2 %	99,7 %
R-GDS	Objectif			91 %
	Résultat			99,7 %
Sorégies	Objectif			91 %
	Résultat			-

Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs évolués				
		2022	2023	2024
Régaz-Bordeaux	Objectif	96 %	97 %	98,5 %
	Résultat	98,2 %	98,5 %	98,9 %
GreenAlp	Objectif	95,5 %	96 %	97 %
	Résultat	98,3 %	94 %	95,2 %

R-GDS	Objectif		94 %
	Résultat		99,6 %
Sorégies	Objectif		94 %
	Résultat		-

Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs évolués				
		2022	2023	2024
Régaz-Bordeaux	Objectif	2 %	1,5 %	0,5 %
	Résultat	0,5 %	0,4 %	0,3 %
GreenAlp	Objectif	3 %	2 %	1,5 %
	Résultat	0,5 %	0,5 %	0,5 %
R-GDS	Objectif			4 %
	Résultat			0,2 %
Sorégies	Objectif			4 %
	Résultat			-

3.5.1.3. Propositions d'évolutions du suivi de la performance du système de comptage en vigueur pour la période 2026-2029

Pour la période du déploiement au-delà des quatre premières années, et au-delà des six premières années pour Régaz¹⁹, la CRE considère qu'elle peut se fonder sur le retour d'expérience de Régaz, ainsi que GreenAlp, R-GDS et Sorégies, pour prolonger la trajectoire des objectifs et incitations des indicateurs.

A ce titre, pour chacun de ces indicateurs, la CRE envisage de :

- fixer des objectifs de référence communs à l'ensemble des ELD, en fonction de la progression du déploiement massif :
 - pour les années 1 à 6, la CRE envisage de retenir des niveaux d'objectifs similaires à ceux déjà fixés pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp ;
 - pour les années suivantes, poursuivre l'établissement de niveaux d'incitations financières progressifs pour tenir compte du rythme de déploiement des compteurs évolués, de l'effet d'apprentissage et pour inciter les ELD à éviter toute dégradation durable des niveaux de performance attendus du système de comptage évolué par rapport au niveau de qualité rendue actuellement aux utilisateurs de leurs réseaux ;
- d'adapter, le cas échéant, les valeurs « plafond » correspondant aux valeurs maximales du montant des pénalités financières. Ces valeurs seront fixées en s'assurant que celles-ci correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

A ce stade, la CRE considère que ces trois indicateurs incités sont suffisants pour suivre la performance des systèmes de comptage évolué qui sont mis en place par les ELD.

¹⁹ [Délibération n°2024-41 de la CRE du 15 février 2024 portant décision modifiant des délibérations de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2022 et du 28 avril 2022 relatives aux tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution](#)

S'agissant de la rectification des index (« Taux d'index rectifié sur le périmètre des compteurs évolués », cet indicateur mesure la qualité des index remontés par la chaîne de comptage évolué), la CRE a décidé de supprimer l'incitation financière de l'indicateur « Taux d'index rectifiés sur le périmètre des compteurs communicants » dans sa délibération n°2024-41 du 15 février 2024, mais maintient un suivi de la performance des ELD sur cet indicateur. La CRE envisage de prolonger son suivi sur la période ATRD7 des ELD de gaz.

Par ailleurs, la CRE considère que la mise en place du suivi de la qualité de la transmission par ces GRD des données journalières de consommation aux acteurs de marché est désormais pertinente et que l'indicateur doit être suivi à l'approche de la fin de la période de déploiement massif. La CRE propose donc d'étendre son suivi à toutes les ELD concernées à compter de la quatrième année de déploiement massif et dès la troisième année de déploiement massif pour Sorégies.

En outre, la CRE propose également d'introduire le suivi de cinq autres indicateurs relatifs à la relation utilisateurs et à la mise à disposition de données, pour les ELD qui ont ou auront finalisé le déploiement massif :

- le nombre de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées aux données de consommation, par nature ;
- le taux de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées aux données de consommation ;
- le taux de mise à disposition des données aux consommateurs finals ;
- le nombre de demandes de passage au pas horaire ;
- le taux de passages au pas horaire réalisés dans les délais demandés.

La liste des indicateurs retenus pour le suivi des niveaux de performance du système de comptage évolué des ELD, ainsi que les objectifs et incitations financières associés, figurent en annexe 2 de la présente consultation publique.

Question 12 Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE sur le maintien et l'extension de la régulation incitative de la performance des systèmes de comptage évolué sur la période ATRD7 ?

3.5.2. Mise à jour de la régulation incitative sur les coûts des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GreenAlp

La délibération n°2020-039 de la CRE du 27 février 2020 a fixé le cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué de Régaz-Bordeaux, mis à jour par la délibération n°2024-41 de la CRE du 15 février 2024 ; le cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué de GreenAlp a quant à lui été fixé par la délibération n°2020-123 de la CRE du 4 juin 2020. Ce cadre est organisé autour de trois incitations : maîtrise des coûts d'investissement, respect du calendrier de déploiement et performance de la chaîne communicante.

La régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage vise à inciter les GRD à réaliser les investissements de comptage du projet (hors investissements de systèmes d'information) au meilleur coût pour la collectivité. Le mécanisme repose sur l'attribution d'un bonus au GRD si ce dernier parvient à maintenir ses coûts d'investissements de comptage en deçà de ceux définis par la CRE dans une trajectoire de référence. A l'inverse, le GRD est pénalisé par un malus si ses coûts d'investissement dépassent la trajectoire de référence fixée par la CRE. La régulation mise en place par la CRE prévoit donc le calcul, chaque année, d'une BAR de référence fondée sur les coûts unitaires évalués avant le début du projet permettant le versement d'un bonus sur les investissements qui ont pu être évités.

Le déploiement massif prendra fin au 31 décembre 2025 pour GreenAlp et au 30 septembre 2026 pour Régaz.

Passées ces échéances respectives, il n'y aura plus de nouveaux investissements associés au projet de comptage évolué intégrant la BAR « comptage ». Dans ces conditions, l'incitation à la maîtrise des coûts n'est plus effective.

Par ailleurs, le cadre de régulation mis en place par la CRE pour les projets de comptage évolué de R-GDS, Vialis, Gedia, Barr Energies, Sorégies et Caléo, qui ont lancé leur projet de comptage évolué à la suite de GreenAlp et Régaz, prévoit que la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement de comptage s'applique sur la période de déploiement industriel, et non pas sur toute la durée de vie des actifs de comptage.

A cet égard, la CRE considère que les incitations à la maîtrise des coûts des projets de comptage évolué de GreenAlp et Régaz-Bordeaux doivent être limitées en proportion.

La CRE propose donc, à ce stade, de plafonner les montants pouvant être versés respectivement à GreenAlp et à Régaz, au titre de la régulation incitative, à 20 % du montant des investissements évités, à l'image de ce qui a été retenu pour le projet Linky d'Enedis dans la délibération tarifaire TURPE 7 HTA-BT²⁰.

Question 13 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant le plafonnement de la régulation incitative des coûts unitaires pour les projets de comptage évolué de GreenAlp et Régaz-Bordeaux ? Avez-vous des remarques concernant le plafond envisagé ?

4. Niveau tarifaire

4.1. Bilan de la période ATRD6

4.1.1. Charges nettes d'exploitation

Sur la période 2022-2024, le bilan des charges d'exploitation hors projets de comptage évolué (dit « projet AMR²¹ ») est le suivant :

k€/an en moyenne	Délibéré ²²	Réalisé 22-24	Ecart %
Régaz-Bordeaux	31 731	30 204	-5 %
R-GDS	22 295	20 469	-9 %
GreenAlp	8 808	7 356	-16 %
Vialis	5 039	4 780	-5 %
Gédia	3 407	3 503	+3 %
Barr Energies	2 802	2 802	0 %
Caléo	1 583	1 761	+11 %
Sorégies	785	851	+8 %
Trois-Frontières	2 082	1 640	-21 %

Tableau 6. Bilan des charges nettes d'exploitation (hors comptage évolué) des ELD de gaz sur la période ATRD6

²⁰ Délibération n°2025-78 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT)

²¹ Automatic meter reading

²² Toutes les trajectoires délibérées sont révisées de l'inflation réelle.

Les trajectoires de charges d'exploitation réalisées sur la période 2022-2024 sont globalement cohérentes avec les trajectoires prévisionnelles retenues dans le tarif ATRD6. Quelques écarts notables sont toutefois observables :

- GreenAlp (-16 % par rapport à la trajectoire tarifaire) : les gains de productivité réalisés par l'ELD, notamment sur les effectifs, ainsi que la baisse non anticipée de la facturation des prestations informatiques de la maison-mère, ont permis à GreenAlp de battre sa trajectoire délibérée ;
- Trois-Frontières (-21 % par rapport à la trajectoire tarifaire) : la période de transition qu'a connu cet opérateur à la suite de son rachat par le groupe Electricité de Strasbourg au 1^{er} janvier 2022 a eu un effet à la baisse sur ses charges d'exploitation ;
- Caléo (+11 % par rapport à la trajectoire tarifaire) : l'opérateur a engagé davantage de dépenses de prestations externes, de communication, d'aides commerciales et eu moins de recettes tarifaires dans le même temps en raison d'un volume de clients inférieur au prévisionnel.

Il convient de rappeler que le cadre tarifaire incite les opérateurs à être performants et à dépenser moins que leur trajectoire mais que la méthodologie de fixation des tarifs suivants, qui se fonde sur le réalisé, permet au consommateur de bénéficier de ces gains de performance dans la durée.

4.1.2. Investissements

Les trajectoires d'investissements réalisées par les ELD sont décrites ci-dessous :

k€ _{courants} /an en moyenne	Délibéré 2022-2024	Réalisé 2022-2024	Ecart
Régaz-Bordeaux	17 990	19 620	+9 %
R-GDS	14 358	9 789	-32 %
GreenAlp	1 662	3 398	+104 %
Vialis	2 078	1 695	-18 %
Gedia	1 259	1 409	+12 %
Barr Energies	1 716	1 255	-27 %
Caléo	1 286	1 216	-5 %
Sorégies	1 430	1 766	+24 %
Trois-Frontières	539	290	-46 %

Tableau 7. Bilan des investissements (hors comptage évolué) des ELD de gaz sur la période ATRD6

Certains opérateurs présentent des trajectoires d'investissement en deçà de la trajectoire délibérée (R-GDS, Vialis, Barr Energies, Trois-Frontières). Ceci peut s'expliquer par un contexte macroéconomique et réglementaire incertain qui a conduit certains opérateurs à ajuster leur politique de renouvellement ainsi qu'à reporter certains projets d'investissement. Quatre opérateurs (Régaz-Bordeaux, GreenAlp, Gédia, et Sorégies) ont vu leur trajectoire d'investissement dépasser la trajectoire délibérée. En particulier, la reprise en concession des conduites montantes pour GreenAlp (+4,6 M€ en 2023) ainsi que la construction d'une artère structurante sur le réseau de Sorégies (+1,8 M€ en 2022) sont à l'origine de ces divergences.

4.1.3. Quantités de gaz distribué et nombre de consommateurs desservis

L'ensemble des ELD a vu son nombre de PDL desservis se réduire entre 2021 et 2024. Par ailleurs, la majorité des ELD a connu une dégradation plus importante du nombre de consommateurs entre 2022 et 2024 que celle constatée au cours de la période ATRD5. Enfin, trois ELD prévoient une accélération du phénomène pour la période ATRD7 (Régaz-Bordeaux, Vialis, Sorégies).

	2021 (fin ATRD5)	2024 (fin ATRD6)	Ecart 2024/2021
Régaz-Bordeaux	228 084	224 064	-2 %
R-GDS	106 421	102 289	-4 %
GreenAlp	37 476	36 196	-3 %
Vialis	30 515	29 460	-3 %
Gedia	13 030	12 675	-3 %
Barr Energies	12 467	12 473	0 %
Caléo	10 920	10 746	-2 %
Sorégies	8 406	8 365	0 %
Trois-Frontières	8 060	7 774	-4 %

Tableau 8. Evolution du nombre de points de livraison des ELD entre la période ATRD5 et la période ATRD6

A noter que les situations restent très contrastées entre ELD, en raison des caractéristiques locales, géographiques (réchauffement climatique précoce à Grenoble, ELD plus ou moins urbaines) ou énergétiques (concurrence d'un réseau de chaleur) par exemple.

Cette tendance se traduit notamment par une baisse des volumes de gaz (corrigés du climat) acheminés par ces opérateurs sur la période ATRD6 par rapport à la période ATRD5 de 16 % en moyenne.

	Moyenne annuelle ATRD5	Moyenne annuelle 2022- 2024	Ecart 2022-2024/ATRD5
Régaz-Bordeaux	3 882	3 481	-10 %
R-GDS	4 713	4 081	-13 %
GreenAlp	535	457	-15 %
Vialis	815	720	-12 %
Gedia	358	324	-10 %
Barr Energies	539	492	-9 %
Caléo	321	269	-16 %
Sorégies	217	196	-10 %
Trois-Frontières	299	251	-16 %

Tableau 9. Evolution des volumes de gaz acheminé par ELD entre la période ATRD5 et la période ATRD6

4.2. Demande des opérateurs pour la période ATRD7 (2026-2029)

4.2.1. Enjeux identifiés par les opérateurs

Dans leurs dossiers tarifaires, les ELD de gaz identifient plusieurs enjeux qui devraient influencer la période ATRD7 (2026-2029), parmi lesquels :

- la mise en œuvre du règlement européen relatif à la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie ;
- la contribution à la transition énergétique, aux objectifs de décarbonation du mix énergétique et d'amélioration de l'efficacité énergétique des installations, industrielles comme résidentielles. Les ELD souhaitent pouvoir accompagner leurs clients en fonction des besoins propres à chaque segment, par exemple en assistant les clients résidentiels dans le remplacement de chaudières gaz obsolètes ou dans le passage du fioul au gaz ;

- le maintien en conditions opérationnelles d'un réseau de distribution sûr, indépendamment de l'évolution des consommations et du nombre de consommateurs et dans un contexte de nécessaire mise en conformité des ouvrages de réseau à des obligations réglementaires récentes ;
- la réalisation d'investissements dans les systèmes d'information, en particulier concernant la mise en œuvre d'un portail commun GRD-fournisseurs, les dispositions de la directive NIS2 relative à la cybersécurité, et l'obligation d'émettre et de recevoir des factures électroniques ;
- la poursuite et la finalisation du déploiement des compteurs communicants, pour les ELD concernées.

4.2.2. Charges nettes d'exploitation (hors comptage évolué)

4.2.2.1. Demandes des opérateurs

Les ELD ont transmis leurs prévisions de charges et produits d'exploitation pour la prochaine période tarifaire.

Toutes les ELD ont présenté une demande dont la hausse est supérieure à l'inflation prévisionnelle, à l'exception de Gédia (+5 % entre 2024 et 2026, puis une évolution annuelle à l'inflation) et Sorégies (- 42 % entre 2024 et 2026, puis -36 % par an). Sorégies justifie cette forte baisse par le développement soutenu de la filière biométhane sur la prochaine période, et la hausse consécutive de recettes extratarifaires, déduites des charges d'exploitation. La hausse particulièrement élevée constatée chez Trois-Frontières Distribution Gaz est due à la reprise progressive de l'exploitation après le rachat du GRD par le groupe ES en 2022.

Les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation (hors projets de comptage évolué) présentées par les ELD pour la période ATRD7 2026-2029 sont les suivantes :

Demande k€courants	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029	Marche 2024- 2026	Evolution annuelle moyenne ATRD7
Régaz-Bordeaux	31 004	33 975	34 887	35 888	37 085	+10%	+3%
R-GDS	21 066	25 561	25 899	26 477	27 703	+21%	+3%
GreenAlp	8 050	9 648	9 788	9 890	10 229	+20%	+2%
Vialis	5 136	5 518	5 775	5 977	6 205	+7%	+4%
Gédia	3 545	3 707	3 779	3 871	3 917	+5%	+2%
Barr Energies	2 898	3 087	3 237	3 211	3 275	+6%	+2%
Caléo	1 950	1 996	2 170	2 249	2 279	+2%	+5%
Sorégies	1 295	752	821	627	202	-42%	-36%
Trois-Frontières	1 781	2 270	2 270	2 307	2 348	+27%	+1%

Tableau 10. Demandes de charges nettes d'exploitation (hors comptage évolué) des ELD de gaz sur la période ATRD7

Ces trajectoires n'intègrent pas les coûts d'exploitation prévisionnels liés aux projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux, R-GDS, Vialis, Gédia, Barr Energies, Caléo et Sorégies, dont le déploiement est prévu pour tout ou partie pendant la période tarifaire ATRD7 des ELD. Ces trajectoires sont présentées au paragraphe 4.2.4.

La CRE a demandé aux ELD une mise à jour de leurs demandes tarifaires au 15 juin 2025, afin de prendre en compte les éventuelles informations nouvelles, publiques ou connues à cette date, susceptibles d'avoir des impacts à la hausse comme à la baisse sur les trajectoires tarifaires précédemment transmises. Toutefois, en raison de l'envoi tardif de leurs dossiers tarifaires par certaines ELD, la CRE a signifié à ces dernières qu'elle n'accepterait pas de demande tarifaire mise à jour au 15 juin.

Caléo est le seul GRD à avoir transmis une mise à jour de sa demande tarifaire, afin de rendre compte des effets sur ses charges prévisionnelles de la perte de la délégation de service public de l'eau à Guebwiller à compter de fin 2026. Cette trajectoire est présentée au paragraphe 4.2.2.4

4.2.2.2. Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation, en laissant aux opérateurs les écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, les incite à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire. Le niveau d'efficacité révélé lors de la période ATRD6 doit être pris en compte pour établir le tarif ATRD7, de façon à ce que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains dans la durée.

Pour ces raisons, la CRE a demandé aux ELD de gaz de présenter leur demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2024 et en décomposant chaque poste de la matrice tarifaire au premier euro.

La CRE a sollicité les cabinets AEC et PIA pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation des ELD de gaz. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2025. Les rapports des consultants, fondés sur la demande initiale des ELD de gaz, sont publiés 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 ELD gaz constatés lors de la période ATRD6. Il analyse également en détail les éléments prévisionnels présentés par les opérateurs pour la période tarifaire à venir (période 2026-2029). Plus précisément, cet 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 (2022-2024) et prévisionnelles (2026-2029) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficace 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.

4.2.2.3. Synthèse des résultats de l'audit et analyse de la CRE

L'analyse des auditeurs a porté sur le dossier tarifaire initial transmis par les ELD entre le 25 avril et le 16 mai 2025. A l'issue de leurs travaux, les auditeurs ont recommandé les trajectoires ajustées suivantes :

Trajectoire k€ _{courants}	2026	2027	2028	2029	Ajustements
Régaz-Bordeaux*	31 901	32 679	33 620	34 709	-8 926
R-GDS*	21 132	21 398	21 968	22 591	-18 552
GreenAlp	8 599	8 512	8 397	8 620	-5 426
Vialis	5 321	5 590	5 753	5 943	-868
Gédia	3 364	3 372	3 437	3 473	-1 628
Barr Energies	2 817	2 958	2 895	2 950	-1 189
Caléo²³	1 783	1 920	2 004	2 013	-975
Sorégies	631	714	846	576	+366
Trois-Frontières	1 994	2 028	2 052	2 085	-1 035

Tableau 11. Trajectoires de charges nettes d'exploitation (hors comptage évolué) retenues par les auditeurs pour les ELD de gaz sur la période ATRD7

* Les trajectoires comprennent les charges estimées par les opérateurs relatives au portail aiguilleur (cf. régulation incitative envisagée en partie 3.4.3).

Les ajustements préconisés par l'auditeur sont de deux types :

- certains ajustements concernent des charges spécifiques à chaque ELD, pour lesquels l'ajustement a été décidé au cas par cas. C'est notamment le cas de la plupart des charges de consommations externes ou des effectifs ;
- certains ajustements concernent des charges présentes chez toutes les ELD, et dont l'évolution répond à la même logique (par exemple, le contexte réglementaire ou législatif, la modification des taux d'imposition ou encore l'évolution de l'activité de distributeur de gaz naturel). Pour ces postes, les ajustements résultent d'une analyse transverse à l'ensemble des ELD et ont été appliqués de manière cohérente à l'ensemble des ELD concernées.

Hypothèses d'indexation

Les postes de charges et de produits évoluent du fait de différents effets prix, détaillés par la suite, notamment de l'inflation. L'ensemble des ELD a construit sa demande tarifaire en se fondant sur les hypothèses d'inflation suivantes, qui avaient été fournies par la CRE :

%	2025	2026	2027	2028	2029
Inflation annuelle	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %	1,80 %
Inflation cumulée depuis 2024	101,80 %	103,63 %	105,50 %	107,40 %	109,33 %

L'auditeur a conservé les chroniques d'inflation sous-jacentes à la demande des ELD. La CRE révisera les hypothèses d'inflation avant publication du tarif selon les dernières prévisions disponibles.

²³ L'analyse de l'auditeur a porté sur le dossier tarifaire initial de Caléo, qui n'inclut pas les conséquences de la perte de la concession du service public de l'eau par l'opérateur.

Principaux ajustements transverses

- Charges de personnel : en complément d'ajustements spécifiques à chaque ELD, concernant par exemple sa trajectoire d'effectifs, les auditeurs ont analysé pour l'ensemble des ELD la cohérence entre la demande formulée et l'historique observé des taux de GVT+ (glissement, vieillesse, technicité), qui traduisent l'évolution des avancements, reclassements et ancienneté dans les entreprises. Les taux retenus pour la période ATRD7 ont été ajustés par l'auditeur pour retenir une valeur cohérente avec les valeurs observées sur la période ATRD6. Cela se traduit par un ajustement du GVT pour 3 ELD.
- Aides commerciales : dans la continuité des orientations retenues par la CRE pour le tarif ATRD7 de GRDF, l'auditeur a retraité les budgets d'aides commerciales des ELD destinés à accompagner la conversion des utilisateurs vers le gaz ou la fidélisation des clients déjà raccordés au réseau. De même, les budgets de communication relatifs à la promotion du gaz ont été ajustés.
- Recherche et développement : dans la continuité des orientations retenues par la CRE pour le tarif ATRD7 de GRDF, l'auditeur a retraité des budgets de R&D les montants de soutien à la production de gaz verts et aux projets d'hydrogène pur, considérant que ces activités dépassent le périmètre d'activité régulé d'un gestionnaire de réseaux.

L'ajustement positif proposé pour Sorégies résulte d'une perspective moins optimiste du consultant quant au développement du biométhane sur la période ATRD7, fondée sur l'avancement connu des projets et occasionnant moins de recettes extratarifaires prévisionnelles pour l'ELD. Ces recettes étant déduites des charges prévisionnelles, cela la rehausse mécaniquement la trajectoire de charges de l'opérateur.

4.2.2.4. Analyses complémentaires de la CRE

Demande mise à jour de Caléo

Caléo estime l'impact de la perte de la délégation du service public de l'eau à Guebwiller à +1,3 M€ sur la période tarifaire, soit +12 % par rapport à sa demande initiale. Caléo indique que la gestion de cette DSP permettait de mutualiser une partie des ressources de l'entreprise pour les deux activités, et ainsi de faire bénéficier aux utilisateurs d'un tarif de distribution de gaz de charges moins élevées que d'autres ELD. Les principaux écarts portent sur les consommations externes, en particulier les « services extérieurs entretien et maintenance » (+227 k€) et les loyers et charges locatives (+176 k€), ainsi que sur les charges de personnel (+487 k€).

L'opérateur a également corrigé deux erreurs sur les valeurs du poste « Redevances », pour un impact total de -76 k€ sur sa demande tarifaire.

Demande k€ _{courants}	2026	2027	2028	2029	Total
Demande initiale	1 996	2 170	2 249	2 279	8 695
Demande mise à jour	1 996	2 687	2 620	2 686	9 989
Ecart	-	+517	+371	+407	+1 295

Tableau 12. *Ecart entre la demande initiale et la demande mise à jour de CNE de Caléo pour la période ATRD7*

La CRE considère à ce stade que les surcoûts induits par la perte de la DSP eau n'ont pas vocation à être supportés par le tarif de réseaux. La CRE est donc, à ce stade, opposée à l'intégration de ces charges dans la trajectoire tarifaire prévisionnelle de Caléo.

Question 14 Partagez-vous la position de la CRE concernant le traitement de la demande mise à jour de Caléo pour la période ATRD7 ?

Ajustement d'efficience additionnel

A l'issue de l'audit des charges d'exploitation des opérateurs, la CRE a analysé la trajectoire retenue par le consultant (borne basse) en la comparant aux charges effectivement supportées en 2024, à un périmètre restreint, excluant notamment les charges relatives au comptage évolué, les recettes extratarifaires (dont l'évolution dépend notamment du nombre de consommateurs), des pertes (dont le prix dépend de la situation du marché de gros), du tarif agent et des impayés, des postes qui ont été très affectés par la crise des prix de l'énergie en 2022-2023. Ce périmètre restreint permet d'avoir une vision des charges d'exploitation courantes et maîtrisables par l'opérateur.

La trajectoire prévisionnelle de certains opérateurs est supérieure au niveau du réalisé 2024 inflaté, au périmètre restreint. Dans un contexte de décroissance de la consommation, la CRE considère qu'il est nécessaire pour les GRD de maîtriser l'évolution de leurs charges afin de limiter le risque de « ciseau tarifaire » (cf. partie 3.1.3.2). A titre de comparaison, dans le tarif ATRD7 de GRDF, la CRE a retenu une évolution des CNE légèrement inférieure aux dépenses constatées en 2022 mises à jour de l'inflation passée et prévisionnelle.

Dans cette perspective, la CRE envisage de retenir un ajustement additionnel d'efficience pour les ELD dont la trajectoire prévisionnelle resterait supérieure au réalisé, afin de limiter la progression de ces charges à un niveau similaire au réalisé 2024 inflaté.

Question 15 Partagez-vous l'orientation préliminaire de la CRE concernant un éventuel ajustement additionnel d'efficience pour les ELD dont la trajectoire prévisionnelle serait supérieure au réalisé constaté en 2024 ?

4.2.2.5. Synthèse des trajectoires préliminaires de charges nettes d'exploitation

Les demandes des ELD conduiraient, pour la très grande majorité d'entre elles, à des hausses de charges d'exploitation à couvrir par le tarif ATRD7 par rapport au niveau de charges constaté en 2024.

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que les demandes des ELD sont trop élevées, alors que les ELD prévoient une baisse importante du nombre de clients et des quantités de gaz distribuées pendant le tarif ATRD7.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec les ELD dans le courant du mois de juillet 2025. Les ELD ont ainsi pu formuler leurs observations sur les résultats des travaux des consultants.

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 des ELD, ainsi que sur d'autres ajustements envisagés par la CRE le cas échéant.

Par ailleurs, la CRE a analysé les charges nettes d'exploitation (hors comptage évolué) des opérateurs à un périmètre « maîtrisable », c'est-à-dire excluant notamment les impayés des clients finals, les recettes extratarifaires, les pertes réseaux et l'avantage en nature énergie. Elle constate que pour certains opérateurs, sur la période ATRD7, ces charges sont supérieures au niveau du réalisé en 2024 et indexé à l'inflation, à la fois dans les dossiers de demande tarifaire et dans les trajectoires proposées par les consultants. Compte tenu du risque de ciseau tarifaire, dans un contexte de baisse des consommations de gaz et d'attrition du portefeuille de clients, la CRE étudie l'opportunité de retenir un ajustement additionnel d'efficience pour contenir ces trajectoires à un niveau proche du réalisé 2024 et indexé à l'inflation, au périmètre des charges maîtrisables. Ceci représenterait à titre d'illustration un ajustement complémentaire de -2,3 M€ pour Régaz-Bordeaux et de -0,6 M€ pour Vialis, au total sur la période. Ces montants ne sont pour l'instant pas pris en compte dans les fourchettes présentées ci-après.

Au stade de la consultation publique, le niveau des charges nettes d'exploitation des ELD pour le tarif ATRD7 devrait être compris entre une « borne haute » correspondant à la demande des ELD, et une « borne basse » établie sur la base des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation (et qui pourrait être diminuée, comme mentionné précédemment, d'une efficience additionnelle pour Régaz-Bordeaux et Vialis).

CNE hors comptage évolué Moyenne annuelle en k€ _{courants}	Borne haute	Borne basse
Régaz-Bordeaux	35 459	33 227
R-GDS	26 410	21 772
GreenAlp	9 889	8 532
Vialis	5 869	5 652
Gédia	3 819	3 411
Barr Energies	3 202	2 905
Caléo	2 174	1 930
Sorégies	600	692
Trois-Frontières	2 299	2 040

Tableau 13. Bornes haute et basse des CNE (hors comptage évolué) des ELD de gaz pour la période ATRD7

Question 16 Avez-vous des observations sur le niveau de charges nettes d'exploitation envisagé par la CRE sur la période ATRD7 ?

4.2.3. Investissements et charges de capital normatives

4.2.3.1. Coût moyen pondéré du capital

Demande des ELD

La demande tarifaire des ELD a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital de 4,4 % (réel, avant impôt) et de 5,7 % (nominal, avant impôt), en hausse par rapport aux 4,02 % (réel, avant impôt) retenus lors du tarif ATRD6.

Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les ELD auprès d'un consultant externe. La méthode de détermination du CMPC présentée par le consultant externe prévoit :

- 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 ;
- le maintien d'un niveau de bêta de l'actif à 0,48 traduisant un niveau de risques systémiques (conjuncture économique défavorable, hausse des prix du gaz, décarbonation des usages, réchauffement climatique) exacerbé pour des GRD de la taille des ELD ;
- l'application d'une prime spécifique « petit opérateur » de 0,36 % additionnée au coût de la dette les ELD visant à prendre en compte des coûts proportionnellement plus importants, une illiquidité accrue et un accès limité au marché de la dette engendrant un surcoût de financement.

Analyse de la CRE

La méthode de détermination par la CRE du coût moyen pondéré du capital est fondée sur un CMPC à structure normative assurant une rémunération appropriée des capitaux investis. Jusqu'à présent, elle s'appuyait sur la moyenne des taux observée sur les dix dernières années, reflétant la durée de vie longue des infrastructures de réseau de gaz. 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 tendance d'évolution des taux, observée à la baisse depuis 10 ans.

Après cette longue période de baisse, les taux d'intérêt sont repartis rapidement à la hausse depuis environ un an. Face à cette situation nouvelle, la CRE fait évoluer la méthode de calcul du CMPC pour mieux prendre en compte la dynamique de court terme des taux d'intérêt.

A ce stade, la CRE envisage de retenir des paramètres de rémunération alignés avec ceux fixés pour le tarif ATRD7 de GRDF, qui sont les suivants :

- un taux déterminé selon la méthode utilisée pour le tarif ATRD6 et les tarifs précédents, fondée sur l'analyse de paramètres de long terme, qui s'établit à 3,6 % réel avant impôts (soit 4,8 % en nominal avant impôts, dont est retraitée l'inflation moyenne de 1,2 % constatée ces dix dernières années) ;
- un taux fondé sur la prise en compte de données économiques plus récentes qui s'établit à 5,4 % réel avant impôts (soit 7,5 % en nominal avant impôts, dont est retraitée l'inflation prévisionnelle moyenne de 2,0 % sur la période tarifaire ATRD7).

Ces taux sont combinés dans un taux dont la pondération repose sur une répartition normative de la part respective des anciens actifs et des nouveaux actifs dans la période tarifaire à venir pour un opérateur gazier, soit 80 % d'actifs historiques et 20 % de nouveaux actifs.

Le CMPC pondéré s'établit dès lors à 4,0 % réel avant impôts, soit 5,3 % en nominal avant impôts dont est retraitée l'inflation.

Ce niveau de CMPC 4,0 % (réel, avant impôt) envisagé pour le tarif ATRD7 des ELD prend en compte :

- 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. Cette modification s'appliquerait en cohérence avec les évolutions apportées aux tarifs ATRD7 de GRDF, ATRT8 et ATS3 ;
- à travers sa composante fondée sur des données économiques récentes, la remontée des taux d'intérêt constatée depuis 2022 et ses conséquences sur les coûts de financement des nouveaux actifs ;
- une baisse du bêta des actifs de 0,48 à 0,45, pour refléter la résilience des activités régulées en comparaison des autres secteurs de l'économie durant les crises récentes (Covid 19, crise gazière). Les facteurs spécifiques mis en avant par le consultant externe n'ont pas vocation à être pris en compte dans le cadre de l'approche normative du calcul du bêta de l'actif retenue par la CRE. En outre, le cadre de régulation du tarif ATRD7 est plus protecteur pour les ELD que celui du tarif ATRD6. Cependant, les risques sur l'avenir des infrastructures gazières persistent, ce qui justifie de retenir un bêta plus élevé que celui des tarifs de réseaux d'électricité.

La détermination du coût de la dette des opérateurs régulés reposant sur une approche normative, la CRE n'envisage pas de retenir la prime spécifique « petit opérateur » demandée par les ELD.

Question 17 Avez-vous des remarques concernant le niveau de rémunération des investissements envisagé par la CRE pour la période ATRD7 des ELD ?

4.2.3.2. Trajectoire des dépenses d'investissement (hors projets de comptage évolué)

Les trajectoires d'investissements hors projets de comptage évolué prévues par les ELD sur la période ATRD7 (2026-2029) sont hétérogènes, mais en croissance pour la majorité d'entre elles par rapport à la période ATRD6.

Au global, la hausse totale des demandes des ELD s'élève à +20 % entre la moyenne 2022-2024 et la moyenne de la demande ATRD7, en euros courants, soit deux fois plus que l'inflation prévisionnelle cumulée (9,3 %).

Demande k€ _{courants}	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029	Moy. 22-24	Moy. ATRD7	Ecart
Régaz-Bordeaux	18 046	17 121	16 033	18 520	16 281	19 620	16 989	-13 %
R-GDS	7 971	12 525	11 038	11 914	11 065	9 789	11 636	+19 %
GreenAlp	1 845	2 703	2 435	2 870	2 569	3 398	2 644	-22 %
Vialis	1 643	1 935	1 623	1 576	1 640	1 695	1 694	0 %
Gédia	1 221	2 378	1 958	1 385	1 194	1 409	1 729	+23 %
Barr Energies	960	1 782	960	902	885	1 255	1 132	-10 %
Caléo	1 021	1 632	1 135	932	1 053	1 216	1 188	-2 %
Sorégies	1 249	653	2 152	928	2 147	1 766	1 470	-17 %
Trois-Frontières	448	805	907	923	940	290	894	+209 %

Tableau 14. Trajectoire des dépenses d'investissement (hors projets de comptage évolué) des ELD de gaz pour la période ATRD7

Pour la période ATRD7, les investissements prévisionnels des ELD sont de plusieurs ordres :

- le renouvellement et la modernisation des ouvrages de réseau, afin de se mettre en conformité avec les obligations réglementaires (rajeunissement des régulateurs, résorption des conduites en tôle bitumée, en fonte ductile et cuivre...) introduites pendant la période ATRD6 ;
- les systèmes d'information, afin de se mettre en conformité avec de nouvelles obligations en matière de cybersécurité et de facturation électronique ;
- pour certaines ELD, la hausse des investissements liés à l'insertion de la production de biométhane dans les réseaux, du fait de l'accroissement du nombre de sites en exploitation.

Ces trajectoires d'investissements aboutiraient à l'évolution des BAR des ELD (hors comptage évolué) détaillée dans le tableau ci-dessous :

BAR k€ _{courants}	Réalisé 2024	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	324 773	336 214	340 772	343 443	348 066
R-GDS	242 023	244 106	245 749	245 247	244 878
GreenAlp	38 602	39 983	41 170	41 927	42 970
Vialis	54 591	54 890	54 565	53 808	52 880
Gédia	23 587	24 629	25 661	26 176	26 071
Barr Energies	32 629	32 441	33 142	33 026	32 887
Caléo	18 532	19 404	19 991	19 993	19 879
Sorégies	35 648	36 547	36 315	37 481	37 338
Trois-Frontières	13 575	13 844	14 209	14 660	15 064

Tableau 15. Trajectoire des Bases d'actifs régulés (hors projets de comptage évolué) des ELD de gaz sur la période ATRD7

4.2.3.3. Trajectoire des charges de capital

Les prévisions d'investissements présentées précédemment, associées à un coût moyen pondéré du capital de 4,4 % (réel, avant impôts) et 5,7 % (nominal, avant impôts) demandé par ELD, se traduisent par les trajectoires de charges de capital normatives hors comptage évolué suivante :

Demande k€courants	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	34 100	34 748	35 451	36 007
R-GDS	26 101	26 762	27 460	28 358
GreenAlp	4 033	4 248	4 444	4 631
Vialis	5 660	5 743	5 810	5 841
Gédia	2 908	3 047	3 102	3 112
Barr Energies	3 328	3 308	3 265	3 271
Caléo	2 270	2 373	2 275	2 162
Sorégies	3 118	3 196	3 250	3 198
Trois-Frontières	1 366	1 434	1 504	1 562

Tableau 16. Trajectoire des charges de capital (hors projets de comptage évolué) des ELD de gaz sur la période ATRD7

4.2.3.4. Analyse préliminaire de la CRE

Concernant les trajectoires 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 constate que les trajectoires d'investissement demandées par les ELD sont hétérogènes. En particulier :

- la trajectoire de GreenAlp est en retrait (-22 %) par rapport au réalisé ATRD6 car GreenAlp a dû intégrer un nombre significatif de conduites d'immeuble / colonnes montantes (CI/CM) à titre gratuit en application de la loi 3DS, pour 4,6 M€ en 2023. En dehors de cet effet, sa trajectoire est en hausse de +49 % par rapport au réalisé ATRD6 ;
- pour Trois-Frontières Distribution Gaz, la très forte hausse attendue (+130 %) est due à la reprise de l'activité après le rachat du GRD par le groupe Electricité de Strasbourg en 2022, qui a occasionné un ralentissement temporaire des projets d'investissement du GRD.

La CRE considère à ce stade que les trajectoires proposées par les ELD semblent cohérentes avec les perspectives de développement des gaz verts et avec les exigences réglementaires connues pour la prochaine période.

Toutefois, compte tenu de l'ajustement du consultant sur les recettes extratarifaires prévisionnelles de Sorégies, la CRE met en cohérence la trajectoire d'investissements de l'opérateur au stade de la consultation publique, en la diminuant des coûts d'investissements associés.

Pour les autres ELD, la CRE retient à ce stade les trajectoires prévisionnelles des opérateurs. Toutefois, elle poursuit ses analyses avec les GRD afin de fiabiliser ces trajectoires dans la perspective de la délibération.

Les trajectoires d'investissements proposées par les ELD restent élevées. 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 propose ainsi d'adopter un cadre de régulation dédié pour la période ATRD7 sur le modèle du cadre adopté pour le tarif ATRD7 de GRDF (cf. partie 3.2.2).

Au stade de la consultation publique, les trajectoires retenues par la CRE pour les investissements (hors comptage évolué) prévisionnels en ATRD7 sont les suivantes :

Trajectoire retenue k€courants	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	17 121	16 033	18 520	16 281
R-GDS	12 525	11 038	11 914	11 065
GreenAlp	2 703	2 435	2 870	2 569
Vialis	1 935	1 623	1 576	1 640
Gédia	2 378	1 958	1 385	1 194
Barr Energies	1 782	960	902	885
Caléo	1 632	1 135	932	1 053
Sorégies	337	430	616	565
Trois-Frontières	805	907	923	940

Tableau 17. Trajectoires d'investissement (hors projets de comptage évolué) des ELD de gaz retenues par la CRE sur la période ATRD7

Concernant les charges de capital normatives

Comme indiqué dans la partie 3.1.3.2, la CRE envisage à ce stade de retenir les mêmes valeurs de CMPC que celles appliquées à GRDF en ATRD7 soit 4,0 % (réel, avant impôts) et 5,2 % (nominal, avant impôts) comme scénario illustratif pour la rémunération de la base d'actifs régulés des ELD en ATRD7.

La CRE envisage également 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 sur l'inflation des actifs entrants dans la BAR à partir du 1^{er} juillet 2026. Cette modification de cadre a été appliquée aux tarifs ATRD7 de GRDF, ATRT8 et ATS3. En outre, les ELD ont intégré cette évolution à leur demande tarifaire.

Ce niveau de rémunération et cette évolution de cadre se traduiraient par les trajectoires de charges de capital normatives hors comptage évolué suivantes :

CCN - Borne basse k€courants	2026	2027	2028	2029
Régaz-Bordeaux	32 722	33 355	34 042	34 584
R-GDS	25 100	25 758	26 456	27 357
GreenAlp	3 868	4 078	4 270	4 454
Vialis	5 437	5 522	5 592	5 627
Gédia	2 805	2 941	2 995	3 005
Barr Energies	3 195	3 175	3 133	3 140
Caléo	2 189	2 290	2 194	2 081
Sorégies	2 972	3 050	3 105	3 054
Trois-Frontières	1 309	1 375	1 443	1 500

Tableau 18. Trajectoires de CCN (hors projets de comptage évolué) des ELD de gaz retenues par la CRE sur la période ATRD7

4.2.4. Charges d'exploitation et charges de capital associées aux projets de comptage évolué

Dans le prolongement du projet de compteurs évolués « Gazpar » mis en œuvre par GRDF, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, qui représentent respectivement 230 000 compteurs et 45 000 compteurs, ont lancé leur propre projet de comptage évolué.

A l'occasion de l'étude technico-économique des projets de comptage de Régaz-Bordeaux et GreenAlp, il est apparu qu'un projet de déploiement de comptage évolué est difficilement rentable en dessous de 50 000 compteurs. Ainsi, la CRE a estimé que pour permettre le déploiement d'un comptage évolué sur l'ensemble du territoire des 14 ELD restantes (représentant 215 000 compteurs, dont près de 105 000 compteurs desservis par l'ELD R-GDS), parmi lesquelles R-GDS, Caléo, Barr Energies, Gedia, Sorégies et Vialis, la mutualisation de certains coûts, notamment fixes, liés à la mise en place d'un système de comptage évolué était nécessaire.

La CRE a ensuite reçu les dossiers de projet de comptage évolué de gaz naturel de 6 autres ELD disposant d'un tarif spécifique : R-GDS, Caléo, Barr Energies, Gedia, Sorégies et Vialis. Ces projets ont été approuvés par décision ministérielle du 9 novembre 2023.

En septembre 2025, Trois-Frontières a transmis à la CRE son projet de comptage évolué. Celui-ci doit faire l'objet d'une analyse puis d'une approbation par la CRE, puis, le cas échéant, d'une approbation ministérielle.

Comme pour GRDF, leur projet vise à remplacer l'ensemble des compteurs des consommateurs du marché de détail du gaz naturel (de type « résidentiels et petits professionnels ») par des compteurs évolués, permettant la transmission à distance des index de consommation réelle.

4.2.4.1. Avancement des projets de déploiement de compteurs évolués

Les projets de comptage évolué des ELD de gaz suivent des calendriers différents, synthétisés dans le tableau ci-dessous :

ELD	Période de déploiement industriel retenue	Nombre de compteurs à déployer	Taux de déploiement au 1 ^{er} septembre 2025
Régaz-Bordeaux	2020 – 2026	230 000	93 %
GreenAlp	2021 – 2025	45 000	99 %
R-GDS	2024 – 2028	100 000	55 %
Vialis	2026 – 2030	31 112	-
Gedia	2026 – 2030	13 411	-
Barr Energies	2026 – 2030	12 242	-
Sorégies	2024 – 2026	8 908	91 %
Caléo	2026 – 2030	11 027	-

Tableau 19. Avancement des projets de déploiement de compteurs évolués des ELD de gaz au tarif spécifique

Régaz-Bordeaux et GreenAlp ont été les premières ELD de gaz à déployer des compteurs communicants sur leur territoire de desserte. Au 1^{er} septembre 2025, Régaz-Bordeaux a atteint un taux de déploiement des compteurs évolués de près de 93 % sur son territoire de desserte, avec une fin de la phase de déploiement massif prévue au 30 septembre 2026. Ce même taux s'élève à environ 99 % chez GreenAlp, pour qui la phase de déploiement massif prendra fin au 31 décembre 2025.

En outre, les projets de déploiement de compteurs évolués de Sorégies et de R-GDS doivent prendre fin en cours de période tarifaire, respectivement en 2026 et 2028. Sorégies et R-GDS ont toutes deux déjà débuté le déploiement des compteurs évolués sur leur parc. Au 1^{er} septembre 2025, Sorégies atteint un taux de déploiement de 91 % sur son territoire de desserte et R-GDS de 55 %.

Caléo, Barr Energies, Gedia, et Vialis n'ont pas encore démarré la phase de déploiement massif des compteurs évolués sur leurs parcs respectifs. A la suite de l'approbation ministérielle de leurs projets en 2023, les quatre ELD mentionnées ont revu leurs calendriers de déploiement, qui, comme les trajectoires de coûts des plans d'affaires initiaux, avaient été établis en 2021. Par conséquent, le déploiement industriel des compteurs évolués sur les territoires de desserte de ces ELD débutera en 2026 et prendra fin en 2030.

Enfin, Trois-Frontières est la dernière ELD à avoir soumis à la CRE son dossier relatif au déploiement des compteurs communicants sur son territoire, en septembre 2025. Le projet de Trois-Frontières doit faire l'objet d'une proposition de validation par la CRE, puis le cas échéant, une approbation ministérielle.

4.2.4.2. Demande des ELD pour la période ATRD7

Ces projets de comptage évolué diffèrent des projets classiques menés par ces ELD, tant par le niveau de leurs coûts que par le niveau élevé des gains attendus. En effet, le déploiement d'un système de comptage évolué entraîne, d'une part, des niveaux d'investissements supplémentaires importants ainsi que des investissements évités et, d'autre part, des charges d'exploitation supplémentaires et évitées.

Charges nettes d'exploitation relatives aux projets de comptage évolué

Les ELD ont transmis leurs prévisions de charges et produits d'exploitation en lien avec leur projet de comptage évolué pour la prochaine période tarifaire.

Concernant les charges nettes d'exploitation de comptage pour la période tarifaire ATRD7 des ELD, R-GDS, Vialis et Sorégies prévoient déjà des économies associées au déploiement des compteurs évolués sur leur territoire de desserte. Ces économies se traduisent par des charges d'exploitation évitées supérieures aux charges d'exploitation supplémentaires nécessaires pour déployer les compteurs sur leurs parcs respectifs.

Des charges d'exploitation évitées sont prises en compte par les opérateurs dans leurs demandes de charges nettes d'exploitation relatives au comptage évolué, qui sont réduites à hauteur des économies réalisées. En dehors de Barr Energies et Gedia, tous les opérateurs intègrent des CNE évitées dans leurs demandes tarifaires relatives au comptage pour la période tarifaire ATRD7. A ce titre, R-GDS estime à 836 k€ par an les CNE évitées en lien le déploiement des comptages évolués sur son territoire, dont les gains sont déjà nettement supérieurs aux coûts de déploiement sur toute la période ATRD7. Gedia, Barr Energies, Caléo et Trois-Frontières prévoient, dans leurs demandes tarifaires, que les charges nettes d'exploitation supplémentaires nécessaires au déploiement des compteurs évolués sur leurs parcs respectifs resteront supérieures aux gains de CNE qui résulteraient de leur projet de comptage évolué, au niveau d'avancement attendu sur les années 2026 à 2029.

Les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation relatives aux projets de comptage évolué présentées par les ELD pour la période ATRD7 2026-2029 sont présentées dans le tableau ci-après.

Par ailleurs, Régaz-Bordeaux et GreenAlp finalisent le déploiement des compteurs évolués sur leur territoire de desserte. A ce titre, elles n'ont pas fait de demandes de CNE spécifiques au comptage. Les gains relatifs au déploiement, sur l'ensemble du parc, de compteurs évolués sont par ailleurs intégrés dans les trajectoires de coûts d'exploitation prévisionnels globaux demandés par Régaz-Bordeaux d'une part, et GreenAlp d'autre part. Ces trajectoires sont présentées au paragraphe 4.2.2.

Charges de capital normatives relatives aux projets de comptage évolué

Compte tenu des différents calendriers de déploiement que suivent les projets de comptage des ELD de gaz, les trajectoires de charges de capital associées au comptage évolué sont hétérogènes.

Les trajectoires sont établies sur la base des prévisions d'investissement des ELD, associée au CMPC demandé par les ELD dans leurs dossiers tarifaires et la prime incitative de rémunération de 200 points de base (pbs) prévue dans le cadre de régulation incitative des projets de comptage évolué.

Les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation et de charges de capital normatives relatives aux projets de comptage évolué présentées par les ELD pour la période ATRD7 2026-2029 sont les suivantes :

Demande ATRD7 k€ courants	CNE moyennes /an	dont CNE additionnelles	dont CNE évitées	CNE totales ATRD7	CCN moyennes /an	CCN totales ATRD7
Régaz-Bordeaux	-	-	-	-	2 560	10 240
R-GDS	-170	666	-836	-680	1 717	6 870
GreenAlp	-	-	-	-	540	2 162
Vialis	-2	156	-158	- 8	357	1 427
Gédia	74	74	0	295	190	758
Barr Energies	124	124	0	496	157	626
Caléo	114	98	-16	454	130	471
Sorégies	-8	59	-67	-31	185	742
Trois-Frontières	173	187	14	693	204	816

Tableau 20. Charges (CNE et CCN) relatives aux projets de comptage évolué présentées par les ELD pour la période ATRD7

4.2.4.3. Ajustements envisagés par la CRE

Les calendriers des projets de comptage évolué de six ELD (R-GDS, Caléo, Barr Energies, Gedia, Vialis, Sorégies) ont été décalés pour tenir compte du délai entre la détermination de la trajectoire prévisionnelle de coûts et d'économies associés aux projets de comptage évolué de ces ELD d'une part, et leur approbation ministérielle, par décision du 9 novembre 2023, d'autre part.

Afin de donner de la visibilité aux acteurs du marché, la CRE a pris en compte, dans ses délibérations n°2022-28 du 27 janvier 2022²⁴ et n°2022-120 du 28 avril 2022²⁵ qui fixent notamment le niveau du tarif ATRD6 de R-GDS, Vialis, Gedia, Barr Energies, Sorégies et Caléo sur la période 2022-2025, la trajectoire prévisionnelle de coûts et d'économies associés aux projets de comptage évolué de ces ELD. Ces mêmes délibérations prévoient que ces coûts ne seront pris en compte qu'en cas de décision favorable des ministres.

Dans le cadre des évolutions annuelles des tarifs ATRD des ELD concernées au titre de 2023²⁶, en l'absence de décision des ministres, la CRE a décidé de ne pas retraiter les montants prévisionnels alloués, afin de ne pas risquer de pénaliser les ELD ni retarder le projet de comptage évolué au titre des années 2022 et 2023. Elle a aussi précisé qu'elle pourrait procéder aux ajustements prévus à l'approbation du projet, ou, à défaut, en fin de période tarifaire. Elle a procédé de la même manière dans le cadre des évolutions annuelles des tarifs ATRD des ELD concernées au titre de 2024²⁷.

²⁴ [Délibération n°2022-28 de la CRE 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](#)

²⁵ [Délibération n°2022-120 de la CRE du 28 avril 2022 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de Caléo et des entreprises locales de distribution de gaz naturel disposant d'un tarif commun](#)

²⁶ [Délibérations de la CRE du 12 juin 2023 portant décision sur l'évolution des grilles tarifaires du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des ELD au 1er juillet 2023](#)

²⁷ [Délibérations de la CRE du 13 juin 2024 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des ELD au 1er juillet 2024](#)

Considérant que le seul décalage des calendriers de déploiement ne remet en cause ni la proposition d'approbation des projets, ni les niveaux de charges décidés pour le cadre prévisionnel de régulation incitative, la CRE a maintenu les niveaux de charges d'exploitation prévisionnels définis dans la délibération relative aux tarifs ATRD6 des ELD. Par conséquent, les budgets alloués aux ELD concernées, pour leurs projets de comptage en période tarifaire ATRD6, ont bien été versés.

Dans sa délibération n°2024-212 du 4 décembre 2024, la CRE indiquait qu'elle se réservait « la possibilité de retraiter la part déjà perçue par les GRD des trajectoires de coûts pour la période ATRD7 des ELD concernées » pour les projets de comptage évolué dont les calendriers de déploiement ont été revus. Pour éviter de couvrir deux fois les mêmes montants par le tarif, la CRE envisage de retraiter la demande des opérateurs comme suit :

- pour les périodes de déploiement : la CRE envisage de remplacer la demande des opérateurs par les montants prévus dans le plan d'affaires initial de l'opérateur (révisés de l'inflation). Ainsi, les opérateurs conservant les montants déjà alloués au cours de la période ATRD6 et se voyant allouer la suite de la chronique sur la période ATRD7 percevront bien au total le montant prévu par la CRE dans les business plans validés ;
- pour les périodes post-déploiement (tout ATRD7 pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp, 2027-29 pour Sorégies et 2029 pour R-GDS), la CRE envisage de retenir la demande des opérateurs, qui correspond à des coûts récurrents d'exploitation et à des gains pérennes cohérents avec les plans d'affaires validés par la CRE.

Les charges de capital ne sont en revanche pas couvertes au CRCP : de ce fait, les montants perçus sur la période ATRD6 par les opérateurs ont été cohérents avec le déploiement effectif, et la CRE envisage de retenir la BAR prévisionnelle demandée par les opérateurs.

Enfin, le projet de comptage transmis par Trois-Frontières a fait l'objet d'une analyse par la CRE. A ce stade, la CRE estime que les charges relatives au projet de comptage évolué de l'opérateur sont globalement cohérentes, à l'exception des postes « Compteurs », « Chantier préparatoire au déploiement » et « Pilotage, support et formation », pour lesquels les trajectoires demandées par Trois-Frontières sont significativement supérieures à celles constatées pour des projets équivalents. Les écarts constatés proviennent essentiellement des postes « Chantier préparatoire au déploiement » et « Pilotage, support et formation », pour lesquels le besoin en ETP exprimé par l'opérateur (resp. 1,5 ETP et 1,7 ETP) semble surestimé. Aussi, par souci de cohérence avec les trajectoires de charges retenues sur ces trois postes pour des projets équivalents, la CRE envisage à ce stade d'ajuster la trajectoire de charges d'exploitation demandée par l'opérateur (693 k€ sur la période ATRD7) d'un montant de 289 k€ (-39 %).

Les charges liées aux projets de comptage évolué que la CRE envisage de retenir à ce stade dans les trajectoires tarifaires des ELD, en lien avec leur projet de comptage évolué sur la période tarifaire ATRD7 des ELD sont les suivantes :

Charges AMR k€ _{courants}	CCN moyennes par an	CCN totales ATRD7	CNE moyennes par an	CNE totales ATRD7
Régaz-Bordeaux	2 503	10 013	-	-
R-GDS	1 671	6 685	-232	-929
GreenAlp	526	2 104	-	-
Vialis	348	1 392	-61	-245
Gédia	184	737	-11	-42
Barr Energies	152	609	24	97
Caléo	125	501	48	192
Sorégies	180	719	7	27
Trois-Frontières	204	816	101	404

Tableau 21. Charges (CNE et CCN) relatives aux projets de comptage évolué retenues par la CRE pour la période ATRD7

4.2.5. CRCP prévisionnels de fin de période ATRD6

Dans leur dossier de demande tarifaire, à l'exception de Caléo, les opérateurs ont inclus à leurs demandes d'évolution tarifaire au 1^{er} juillet 2026 une estimation de leur solde de CRCP prévisionnel en début de période ATRD7, soit au 1^{er} janvier 2026.

La CRE retient au stade de la consultation publique :

- pour Caléo : les valeurs de solde de CRCP issues des derniers travaux de mise à jour annuelle des tarifs ATRD6 des ELD, qui ont eu lieu en juin 2025 ;
- pour les autres ELD : l'estimation du solde de sortie du CRCP fournie par l'opérateur dans sa demande tarifaire, actualisée au taux sans risque de court terme (3,8 %).

Ces montants de soldes de CRCP sont donc préliminaires et pourront évoluer dans la délibération finale de la CRE, notamment pour tenir compte de l'actualisation par les ELD de leurs consommations estimées en fin d'année 2025.

La CRE envisage pour l'ensemble des ELD d'appliquer la méthode d'apurement du CRCP retenue pour le tarif ATRD7 de GRDF. Elle envisage ainsi de restituer le solde du CRCP du tarif ATRD6 actualisé au taux sans risque appliqué aux nouveaux actifs (3,8 %) au travers d'annuités constantes sur la période de quatre ans du tarif ATRD7 des ELD, soit les montants suivants :

k€ courants	Annuité d'apurement estimée du solde de CRCP résiduel ATRD6
Régaz-Bordeaux	7 359
R-GDS	1 299
GreenAlp	1 217
Vialis	1 001
Gédia	547
Barr Energies	619
Caléo	271
Sorégies	634
Trois-Frontières	186

Tableau 22. *Annuités de CRCP résiduel ATRD6 estimées pour la période ATRD7*

4.3. Revenus autorisés prévisionnels pour la période ATRD7

4.3.1. Demandes des opérateurs

Le tableau ci-dessous synthétise l'évolution du revenu autorisé demandé par les ELD pour la période ATRD7, qui constitue la borne haute de la fourchette de revenu autorisé pour la période ATRD7.

En k€ _{courants} /an sur la période	CNE	CCN	Apurement CRCP	Revenu autorisé
Régaz-Bordeaux	35 459	37 651	7 359	80 469
R-GDS	26 240	28 887	1 299	56 426
GreenAlp	9 889	4 879	1 217	15 984
Vialis	5 867	6 120	1 001	12 989
Gédia	3 892	3 232	547	7 671
Barr Energies	3 326	3 449	619	7 395
Caléo	2 287	2 400	271	4 958
Sorégies	593	3 376	634	4 602
Trois-Frontières	2 472	1 675	186	4 332

Tableau 23. *Revenus autorisés demandés par les ELD de gaz sur la période ATRD7*

4.3.2. Analyse préliminaire de la CRE

Dans les tableaux suivants, la CRE présente un revenu autorisé illustratif, en retenant les valeurs suivantes :

- pour les charges de capital, la moyenne entre la demande des ELD et la trajectoire retenue par la CRE (cf. partie 4.2.3) ;
- pour les charges d'exploitation hors comptage évolué, la moyenne entre la demande des ELD et la trajectoire suggérée par le consultant (cf. partie 4.2.2) ;
- pour les charges d'exploitation relatives au comptage évolué, la moyenne entre la demande des ELD et la trajectoire proposée par la CRE (cf. partie 4.2.4) ;
- pour les charges d'apurement du CRCP hérité de la période ATRD6 : l'estimation des ELD (cf. partie 4.2.5) actualisée au taux sans risque de court terme (3,8 %).

En k€ _{courants} /an sur la période	CNE	CCN	Apurement CRCP	Revenu autorisé
Régaz-Bordeaux	34 343	36 179	7 359	77 881
R-GDS	23 890	27 839	1 299	53 028
GreenAlp	9 210	4 694	1 217	15 120
Vialis	5 729	5 892	1 001	12 622
Gédia	3 647	3 121	547	7 314
Barr Energies	3 128	3 313	619	7 060
Caléo	2 132	2 314	271	4 717
Sorégies	646	3 225	634	4 504
Trois-Frontières	2 306	1 611	186	4 103

Tableau 24. Revenus autorisés des ELD de gaz selon le scénario illustratif sur la période ATRD7

4.4. Hypothèses de quantités de gaz acheminé et de nombre de consommateurs desservis pour la période ATRD7

4.4.1. Evolutions prévues par les opérateurs sur la période ATRD7

Les trajectoires d'évolutions prévues par les ELD sont présentées dans les tableaux ci-dessous. Comme mentionné en partie 4.1.3, les situations sont contrastées entre ELD, en raison des caractéristiques locales, géographiques ou énergétiques notamment.

Nombre de PDL	Evolution 2026-2029	Nombre de clients moyen sur la période ATRD7 (2026-2029)
Régaz-Bordeaux	-3,6 %	214 779
R-GDS	-5,4 %	95 578
GreenAlp	-6,6 %	33 398
Vialis	-3,0 %	28 758
Gedia	-2,1 %	12 371
Barr Energies	-1,2 %	12 311
Caléo	-2,0 %	10 494
Sorégies	-3,0 %	8 073
Trois-Frontières	-1,2 %	7 659

Consommation (GWh)	Evolution 2026-2029	Consommation annuelle moyenne sur la période ATRD7 (2026-2029)
Régaz-Bordeaux	-7,6 %	3 130
R-GDS	-4,4 %	3 635
GreenAlp	-10,4 %	381
Vialis	-3,9 %	667
Gedia	-0,5 %	318
Barr Energies	-1,0 %	446
Caléo	-15,6 %	192
Sorégies	-1,8 %	183
Trois-Frontières	-32,9 %	178

Tableau 25. *Hypothèses de quantités de gaz acheminé et de nombre de consommateurs desservis des ELD de gaz sur la période ATRD7*

4.4.2. Analyse préliminaire de la CRE

La CRE est particulièrement attentive à la construction des trajectoires du nombre de clients ainsi que de consommation qui en découlent. En effet, les écarts de trajectoires peuvent entraîner des soldes de CRCP importants pouvant notamment se répercuter lors des changements de période tarifaire. Ainsi, afin de s'assurer de la cohérence des scénarios retenus par les opérateurs, la CRE a demandé à chaque ELD d'explicitier la méthode et les hypothèses de construction de ses trajectoires.

La CRE constate que la construction de trajectoires de clients par les ELD est cohérente avec le contexte local et national anticipé pour la période tarifaire ATRD7 et a été justifiée de manière satisfaisante par les opérateurs.

Concernant les trajectoires de quantités acheminées, les méthodes ont été expliquées par les opérateurs à la CRE. Celles-ci reposent en très large majorité sur les trajectoires de consommateurs auxquelles des consommations unitaires ont été appliquées. Cette méthode est à ce stade jugée cohérente par la CRE. En conséquence, la CRE envisage de retenir à ce stade les trajectoires prévisionnelles des ELD.

Question 18 Avez-vous des remarques relatives aux trajectoires de consommation et de nombre de consommateurs envisagées ?

4.5. Revenu autorisé lissé

4.5.1. Demande des opérateurs

Dans leurs dossiers tarifaires respectifs, les ELD ont formulé leur demande d'évolution tarifaire avec une première marche tarifaire au 1^{er} juillet 2026, puis une évolution annuelle à l'inflation.

	Marche tarifaire au 1 ^{er} juillet 2026	NIV au 1 ^{er} juillet 2026	NIV en vigueur (1 ^{er} juillet 2025-30 juin 2026)
Régaz-Bordeaux	+40,7 %	1,23	0,90
R-GDS	+39,7 %	1,22	0,90
GreenAlp	-16,2 %	1,51	1,86
Vialis	+26,7 %	1,14	0,93
Gédia	+14,1 %	1,35	1,22
Barr Energies	+24,6 %	1,15	0,95
Caléo	+85,4 %	1,39	0,77
Sorégies	+48,4 %	1,57	1,10
Trois-Frontières	+59,2 %	1,43	0,77

Tableau 26. Marche tarifaire et coefficient NIV au 1^{er} juillet 2026 demandés par les ELD de gaz

4.5.2. Analyse préliminaire de la CRE

Pour les besoins de la présente consultation publique, la CRE a retenu une évolution tarifaire lissée.

Cela ne préjuge pas de la façon dont la CRE calculera l'évolution tarifaire au 1^{er} juillet 2026 et pour chaque évolution annuelle. Quelle que soit la méthode de lissage et de prise en compte de l'inflation finalement retenue, cela n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par les ELD au global sur la durée du tarif ATRD7.

La prise en compte du scénario illustratif mènerait aux évolutions tarifaires suivantes (suivies d'une évolution à l'inflation) :

	Marche tarifaire au 1 ^{er} juillet 2026	NIV au 1 ^{er} juillet 2026
Régaz-Bordeaux	+35,2 %	1,18
R-GDS	+29,5 %	1,13
GreenAlp	-21,7 %	1,41
Vialis	+22,7 %	1,10
Gédia	+8,0 %	1,28
Barr Energies	+19,9 %	1,11
Caléo	+75,6 %	1,32
Sorégies	+44,8 %	1,53
Trois-Frontières	+49,8 %	1,35

Tableau 27. Marche tarifaire et coefficient NIV au 1^{er} juillet 2026 des ELD de gaz pour la période ATRD7 selon le scénario illustratif

Question 19 Avez-vous des remarques concernant le niveau du revenu autorisé prévisionnel envisagé par la CRE ?

5. Structure tarifaire

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 :
 - T1 : consommation annuelle de 0 à 4 000 kWh (environ 120 000 consommateurs toutes ELD confondues). Elle correspond en théorie à un usage eau chaude sanitaire - cuisson ;
 - T2 : consommation annuelle de 4 000 à 300 000 kWh (environ 320 000 consommateurs toutes ELD confondues). Elle correspond en théorie à un usage chauffage ;
 - T3 : consommation annuelle de 300 000 à 5 000 000 kWh (environ 3200 consommateurs toutes ELD confondues) 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 100 consommateurs toutes ELD confondues). 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. Moins d'une dizaine 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 finaux 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.

Le système de profilage des consommations, défini dans le cadre du groupe de travail gaz, 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 PCE²⁸ :

- 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 mars²⁹ 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).

Pour rappel, la grille tarifaire de référence des ELD applicable au 1^{er} juillet 2025 est égale à celle de GRDF en vigueur à la même date³⁰ :

- 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	45,36	44,94	N.A	N.A
T2	176,76	12,08	N.A	N.A
T3	1 196,28	8,69	N.A	N.A
T4	21 600,60	1,18	288,00	144,00

- Option « tarif de proximité » (TP) :

Option tarifaire	Abonnement hors R _f (en €/an)	Terme de souscription capa. J (€/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre/an)
TP	51 616,68	143,64	94,32

²⁸ PCE : point de comptage et d'estimation.

²⁹ 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 %.

³⁰ Hormis exceptions pour l'option TP de R-GDS.

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.

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	0,0

5.1. Adaptations de la structure tarifaire en vigueur

Dans le cadre des travaux tarifaires ATRD7 de GRDF, la CRE a identifié plusieurs enjeux de structure pour lesquels elle a organisé des ateliers publics. Ces ateliers, organisés le 23 février 2023 et le 10 mai 2023, ont respectivement permis d'interroger les acteurs sur :

- l'adaptation de la structure tarifaire des tarifs de distribution de gaz naturel ;
- la prise en compte tarifaire de la montée en puissance des gaz renouvelables et bas-carbone.

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 au stade de la consultation publique.

Le premier enjeu identifié concernait 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 finaux vers un nouveau schéma de décentralisation de la production, du fait du développement de la filière des gaz verts.

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 finaux 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. La tarification, jusqu'alors largement fondée sur le volume de consommation, 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.

Dans ce contexte, la CRE a retenu, dans sa délibération n°2024-40 du 15 février 2024 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF les deux évolutions suivantes :

- l'introduction d'un terme de débit normalisé, fonction du débit du compteur et de la pression de livraison ;
- l'évolution de la tarification applicable aux producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone.

En outre, la CRE a retenu la date du 1^{er} juillet 2026 pour la mise en œuvre effective de ces évolutions afin qu'elles puissent être concomitantes à l'entrée en vigueur des tarifs ATRD7 des ELD.

A ce titre, la CRE envisage dans la présente consultation publique d'introduire dans la structure du tarif ATRD7 des ELD ces mêmes dispositions, à savoir l'évolution du terme de débit (voir partie 5.1.1) et certaines évolutions de la tarification de la production de gaz renouvelables et bas-carbone (voir partie 5.1.2).

5.1.1. Introduction du terme de débit normalisé

5.1.1.1. 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, selon la taille des ELD, celles-ci recensent dans leur parc entre 100 et 2000 clients de type appoint-secours selon un critère de débit de compteur supérieur à 40 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 du tarif ATRD6, 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.

5.1.1.2. Principe du terme de débit normalisé envisagé

Le débit normalisé correspond au débit du compteur pondéré par la pression de livraison d'un consommateur.

Afin de facturer ce débit normalisé, la CRE a retenu dans la délibération ATRD7 de GRDF la formule suivante :

$$\begin{aligned} \text{Facturation du débit normalisé} \\ = \text{terme de débit} \times [(\text{débit du compteur} * (1 + \text{pression de livraison})) - \text{seuil}] \end{aligned}$$

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 normalisé à partir duquel on souhaite facturer le terme de débit (40 Nm³/h).

La CRE prévoit de retenir la même formule de facturation pour le tarif ATRD7 des ELD que celle retenue pour GRDF dans la délibération n°2024-40 du 15 février 2024. Le terme de débit envisagé s'appliquerait aux options T1, T2 et T3, l'option T4 comportant déjà un terme capacitaire. De plus, le seuil d'application serait fixé en cohérence avec celui de GRDF, c'est-à-dire à partir d'un débit normalisé de 40 Nm³/h afin que ce terme tarifaire ne s'applique pas aux consommateurs particuliers, qui ont à plus de 99 % des débits normalisés de 6 ou 10 Nm³/h.

Par ailleurs, la CRE a retenu dans le tarif ATRD7 de GRDF un niveau du terme de débit à 4 €/an/Nm³/h, terme devant évoluer selon la grille tarifaire de GRDF au 1^{er} juillet de chaque année. Compte tenu des évolutions annuelles au 1^{er} juillet 2024, 2025 et 2026, le niveau de ce terme devrait atteindre 5,65 €/an/Nm³/h au 1^{er} juillet 2026 pour GRDF.

En cohérence avec la structure tarifaire de GRDF, la CRE envisage de retenir pour le tarif ATRD7 des ELD le même niveau de terme de débit que GRDF, soit 5,65 €/an/Nm³/h à compter du 1^{er} juillet 2026, auquel s'appliquerait le coefficient NIV des ELD.

Enfin, la CRE avait demandé à GRDF de mener une phase de sensibilisation et d'accompagnement des utilisateurs concernés. A ce titre, GRDF a créé un groupe de travail en janvier 2025 auquel ont été associées les ELD. Tous les GRD ont indiqué lancer une première communication auprès des utilisateurs dont le compteur est inadapté à leur usage, en octobre 2025, afin de les informer des évolutions relatives au terme de débit. Enfin, une seconde communication sera réalisée entre novembre 2025 et janvier 2026 pour sensibiliser l'ensemble des utilisateurs concernés par le terme de débit. La CRE constate que les ELD ont anticipé l'entrée en vigueur du terme de débit et prévoient de communiquer auprès de leurs usagers sur l'entrée en vigueur du terme de débit.

Question 20 Avez-vous des remarques sur les orientations envisagées par la CRE concernant la mise en œuvre du terme de débit ?

5.1.2. Evolution de la tarification applicable aux producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone

5.1.2.1. Prévoir une tarification adaptée pour une catégorie d'utilisateurs du réseau en forte croissance

L'article 94 de la loi du 30 octobre 2018³¹, dite « loi EGalim », a instauré dans le code de l'énergie le principe du droit à l'injection pour les producteurs de biogaz. Ce principe a été étendu à l'ensemble des gaz renouvelables ou bas-carbone par la loi du 10 mars 2023³², dite « loi APER ». Ainsi, l'article L. 453-9 du code de l'énergie dispose, notamment, que « *[l]orsqu'une installation de production de gaz renouvelable, dont le biogaz, ou de gaz bas-carbones 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 gaz renouvelable, dont le biogaz, ou du gaz bas-carbone produits, 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 du 28 juin 2019³³ et par l'arrêté du 28 juin 2019³⁴ pris en application de ce décret.

³¹ 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

³² Loi n°2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables

³³ 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

³⁴ 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

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 zonages validés par la CRE, 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 ») et un dispositif de partage des coûts des ouvrages mutualisés entre les producteurs d'une même zone.

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 GRD³⁵ 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.

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 le tarif ATRD6 un timbre d'injection, différencié en fonction des investissements de renforcement du réseau prévus dans la zone. Le niveau de ce timbre a été fixé pour prendre en compte les charges directes liées à l'injection, en l'occurrence les coûts de maintenance et d'énergie de compression.

5.1.2.2. Evolutions du timbre d'injection pour la période ATRD7

Dans la délibération ATRD7 de GRDF³⁶, la CRE a retenu une tarification étendue à l'ensemble des gaz renouvelables et bas carbone selon les principes suivants :

- maintien d'un terme variable différencié selon le niveau de la zone (1 / 2 / 3) ;
- introduction d'un terme capacitaire (lié à la capacité maximale de production de gaz renouvelable et bas-carbone de chaque site) applicable à l'ensemble des phases des sites, en service et futures.

Le niveau des termes tarifaires évolue annuellement comme la grille de GRDF. Au 1^{er} juillet 2025, la grille est la suivante :

Terme d'injection	Terme variable (€/MWh injectés)	Terme capacitaire (€/MWh/j/an installés)
Niveau 3	0,74	53,03
Niveau 2	0,42	
Niveau 1	0,00	

La CRE envisage de répliquer ces dispositions dans la structure tarifaire des GRD pour la période ATRD7 et d'aligner la grille applicable aux GRD chaque année sur celle appliquée dans le tarif de GRDF.

³⁵ Pour les réseaux qui ne sont pas concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie.

³⁶ Délibération n°2025-122 de la Commission de régulation de l'énergie du 14 mai 2025 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 2025

5.1.2.3. Modalités opérationnelles de facturation et de reversement du timbre d'injection

Pour le tarif ATRD7 de GRDF, la CRE a adapté la facturation du terme « volume » du timbre d'injection en retenant le principe d'une facturation par phase d'un même site et non plus d'un terme unique par site. De plus, la facturation entre les différentes phases d'un site est désormais effectuée au prorata des volumes injectés.

Par ailleurs, ce terme est versé à l'opérateur sur lequel le site est raccordé : les tarifs prévoient des modalités de reversement entre les gestionnaires de réseau. Ces modalités de reversement du terme variable resteraient celles prévues par la délibération ATRD7 de GRDF. En revanche, la CRE propose de ne pas répliquer le versement entre opérateurs sur la part capacitaire, prévue pour GRDF, en raison de la complexité induite au regard du faible nombre de producteurs de gaz renouvelables et bas-carbone.

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 « volume » du timbre d'injection de niveau 3 ou 2. Les volumes associés à ces transferts entre opérateurs sont pris en compte au CRCP à 100 %.

Sur la base de la grille applicable au 1^{er} juillet 2025, les modalités sont les suivantes :

Terme d'injection	Grille retenue (€/MWh injectés)	Montants reversés par les GRD aux GRT	Montants reversés par les GRT aux GRD	Grille retenue (€/MWh/j/an installé)	Montants reversés par GRDF aux GRT	Montants reversés par les GRT à GRDF
Niveau 3	0,74	0,61	0,00 ³⁷	53,03	12,73	40,30
Niveau 2	0,42	0,05	0,00 ³⁸			
Niveau 1	0,00	0,00	0,00			

Question 21 Êtes-vous favorable à l'orientation préliminaire de la CRE concernant le timbre d'injection biométhane ?

5.2. Traitement de la relève résiduelle

Dans le contexte de fin de déploiement massif des compteurs communicants, le tarif ATRD7 de GRDF a introduit un terme de relève résiduelle, visant à couvrir les surcoûts engendrés par les consommateurs muets (ne communiquant pas leur index de consommation pendant plus de 12 mois à compter du 1^{er} janvier 2024) non équipés de compteur Gazpar, dont le niveau au 1^{er} juillet 2025 est de 3,87 € HT par mois pour GRDF. Il vise à couvrir les coûts relatifs au parcours utilisateur (contacts, traitement des réclamations, contrôles sur le terrain) et les coûts relatifs aux SI.

Les différentes ELD de gaz déploient les compteurs évolués sur des périodes différentes. Régaz-Bordeaux et GreenAlp ont été les premières ELD de gaz à déployer des compteurs communicants sur leur territoire de desserte, avec une fin de la phase de déploiement massif respectivement au 31 décembre 2025 et au 30 septembre 2026. Sorégies et R-GDS finiront le déploiement des compteurs évolués sur leurs territoires en cours de période tarifaire ATRD7.

³⁷ Les producteurs raccordés aux réseaux de transport se voyant affecter un terme « volume » de niveau 3 du timbre d'injection sont ceux bénéficiant d'un rebours « Transport/Transport », aussi la CRE n'introduit pas de montant à reverser par les GRT aux GRD titre de ce terme.

³⁸ Par défaut, les producteurs raccordés aux réseaux de transport ne peuvent se voir affecter de terme « volume » de niveau 2 du timbre d'injection, aussi la CRE n'introduit pas de montant à reverser par les GRT aux GRD au titre de ce terme.

ELD	Période de déploiement massif	Taux de déploiement au T3 2025
Régaz-Bordeaux	2020 - 2026	9 3%
R-GDS	2024 – 2028	55 %
GreenAlp	2021 - 2025	99 %
Vialis	2026 – 2030	-
Gedia	2026 – 2030	-
Barr Energies	2026 – 2030	-
Caléo	2026 – 2030	-
Sorégies	2024 – 2026	91 %
Trois-Frontières	-	-

Tableau 28. Périodes de déploiement massif et niveaux d'avancement des projets de comptage évolué des ELD de gaz au 1^{er} septembre 2025

Dans leurs dossiers tarifaires, les ELD n'ont pas formulé de demande concernant l'introduction d'un terme de relève résiduelle dans le tarif ATRD7.

La CRE constate que le taux d'équipement sur les territoires de desserte de Régaz-Bordeaux et GreenAlp est élevé, et que le nombre d'utilisateurs n'étant pas équipés d'un compteur communicant est faible (de l'ordre de quelques centaines de clients).

Compte tenu de ce volume marginal, la CRE considère à ce stade que l'introduction de la relève résiduelle n'est pas opportune pour les ELD, en ce qu'elle représenterait une complexité de mise en œuvre et de gestion lourde, mise en regard d'un bénéfice pour la collectivité plus limité (fiabilité du comptage sur un faible volume de consommation).

Par ailleurs, les catalogues de prestations des GRD permettent aux fournisseurs de solliciter une relève à pied du compteur (prestation « Relevé spécial »), facturée à l'utilisateur final selon les modalités en vigueur³⁹. De plus, les GRD disposent de modalités de contrôles ciblés en cas de doute sur la consommation d'un site.

Question 22 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le traitement de la relève résiduelle ?

Question 23 Avez-vous d'autres remarques concernant la consultation publique ?

³⁹ [Délibération n°2025-161 de la CRE du 19 juin 2025 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel](#)

Annexe 1 : Régulation incitative de la qualité de service

1. Indicateurs donnant lieu à incitation financière

1.1. Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD

- Pour les ELD disposant d'un tarif spécifique

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2, par types de consommateurs pour Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Vialis, Caléo et Barr Energies et tous types de consommateurs confondus pour les autres ELD, de la valeur : <u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et indemnisés durant le trimestre M-2/M</u> (soit deux valeurs suivies pour Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Vialis, Caléo et Barr Energies et une valeur suivie pour les autres ELD : • pour les consommateurs T1/T2, • pour les consommateurs T3/T4/TP)
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 automatiquement identifiés par l'opérateur • tous fournisseurs confondus • consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement pour Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Vialis, Caléo et Barr Energies, tous consommateurs confondus pour les autres ELD
Suivi	• fréquence de calcul : trimestrielle • fréquence de remontée à la CRE : annuelle • fréquence de publication : annuelle • fréquence de calcul des incitations : trimestrielle
Objectif	100 % des rendez-vous non tenus automatiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés (hors rendez-vous qui ont fait l'objet d'une replanification à la demande du consommateur pour une réalisation de la prestation sous 24h pour GreenAlp et Sorégies)
Incitations	• versement : direct aux fournisseurs • pénalités : montants identiques à ceux facturés par le GRD en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du consommateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.), pour chaque rendez-vous non tenu
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

- Pour les ELD disposant du tarif commun

ELD	Toutes les ELD disposant du tarif commun
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et indemnisés durant l'année M-11/M</u> (soit une valeur suivie)
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 signalés dans les 90 jours calendaires pour les autres ELD • tous fournisseurs confondus • tous consommateurs confondus
Suivi	• fréquence de calcul : annuelle • fréquence de remontée à la CRE : annuelle • fréquence de publication : annuelle • fréquence de calcul des incitations : annuelle

Objectif	100 % des rendez-vous non tenus et signalés dans les 90 jours calendaires sont indemnisés
Incitations	• versement : direct aux fournisseurs • pénalités : montants identiques à ceux facturés par le GRD en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du consommateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.), pour chaque rendez-vous non tenu
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

1.2. Taux de mises en service (MES) réalisées dans les délais demandés

ELD	Régaz-Bordeaux, R-GDS et GreenAlp	
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2, par types de consommateurs, du ratio : <u>[Nombre de MES clôturées durant le trimestre M-2/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 trimestre M-2/M]</u> (soit trois valeurs suivies : • tous consommateurs confondus, • pour les consommateurs T1/T2, • pour les consommateurs T3/T4/TP)	
Périmètre	• toutes MES avec déplacement (avec/sans pose de compteur), hors MES express • tous fournisseurs confondus • consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement	
Suivi	• fréquence de calcul : trimestrielle • fréquence de remontée à la CRE : annuelle • fréquence de publication : annuelle • 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 : 98 % par an	
Incitations	• versement : à travers le CRCP • calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales	
	Régaz-Bordeaux	• pénalités : 2 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 2 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 44 200 €
	R-GDS	• pénalités : 2 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 2 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 44 200 €
	GreenAlp	• pénalités : 2 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 2 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 44 200 €
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre	

1.3. Taux de mises hors service (MHS) réalisées dans les délais demandés

ELD	Régaz-Bordeaux, R-GDS et GreenAlp	
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2, par types de consommateurs, du ratio : <u>[Nombre de MHS clôturées durant le trimestre M-2/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 trimestre M-2/M]</u> (soit trois valeurs suivies : - tous consommateurs confondus, - pour les consommateurs T1/T2, - pour les consommateurs T3/T4/TP)	
Périmètre	- MHS à la suite d'une résiliation du contrat (excepté les MHS pour impayé), à l'initiative du consommateur - MHS clôturée : lorsque l'acte technique de la MHS est réalisé - tous fournisseurs confondus - consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement	
Suivi	- fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - 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 : 99 % par an	
Incitations	- versement : à travers le CRCP - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales	
	Régaz-Bordeaux	- pénalités : 2 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 2 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 25 200 €
	R-GDS	- pénalités : 2 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 2 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 25 200 €
	GreenAlp	- pénalités : 2 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 2 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 25 200 €
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre	

1.4. Taux de relevés semestriels (6M) sur index réels (relevés ou auto-relevés)

ELD	R-GDS, Vialis, Gédia, Caléo, Barr Energies, Trois-Frontières distribution gaz, Sorégies	
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio : <u>[Nombre d'index réels lus ou auto-relevés durant le trimestre M-2/M de PCE 6M] / [Nombre d'index de PCE 6M transmis durant le trimestre M-2/M]</u> (soit une valeur suivie)	
Périmètre	- tous index réels lus ou auto-relevés pour les PCE 6M - tous fournisseurs confondus - index gaz uniquement	
Suivi	- fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle	

Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 2026 : 96,5% 2027 : 97% 2028 : 97,5% 2029 : 98%	
Incitations	- versement : à travers le CRCP - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales	
	R-GDS	- pénalités : 5 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 5 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 26 000 €
	Vialis	- pénalités : 1 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 1 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 7 800 €
	Gedia	- pénalités : 600 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 600 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 3 120 €
	Caléo	- pénalités : 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 600 €
	Barr Energies	- pénalités : 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 600 €
	Trois-Frontières distribution gaz	- pénalités : 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 080 €
	Sorégies	- pénalités : 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 080 €
Date de mise en œuvre	déjà mis en œuvre	

1.5. Taux de disponibilité du portail fournisseur

- Pour les ELD disposant d'un portail fournisseur

ELD	Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Vialis, Gedia et Sorégies
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 des ratios hebdomadaires de disponibilité jusqu'à la fin du trimestre M-2/M, sur des semaines complètes : <u>$\frac{[\text{Nombre d'heures de disponibilité du portail durant la semaine}]}{[\text{Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail durant la semaine}]}$</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- portail fournisseur uniquement, toutes fonctionnalités accessibles des fournisseurs, hors webservices - heures d'ouverture : 24h/24 hors plage de maintenance pour Régaz-Bordeaux, R-GDS et Sorégies, 50 h par semaine pour GreenAlp et aux horaires d'ouverture de l'entreprise pour Vialis - 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 : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle

Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 99,5 % par an	
Incitations	- versement : à travers le CRCP - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales	
	Régaz-Bordeaux	- pénalités : 22 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 77 000 €
	R-GDS	- pénalités : 11 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 38 500 €
	GreenAlp	- pénalités : 2 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 4 200 €
	Vialis	- pénalités : 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 450 €
	Gedia	- pénalités : 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 450 €
	Sorégies	- pénalités : 800 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 800 €
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre	

1.6. Taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique	
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2, tous types de consommateurs confondus pour GreenAlp et par type de consommateurs pour les autres ELD, du ratio : <u>[Nombre de changements de fournisseurs clôturés durant le trimestre M-2/M dans le délai demandé (dans le délai convenu entre le fournisseur et le GRD pour Vialis)] / [Nombre total de changements de fournisseurs clôturés durant le trimestre M-2/M]</u> (soit une valeur suivie pour GreenAlp et deux valeurs suivies pour les autres ELD : - pour les consommateurs T1/T2, - pour les consommateurs T3/T4/TP)	
Périmètre	- tous changements de fournisseurs pour Régaz-Bordeaux, Vialis, Gedia et Sorégies - tous changements de fournisseurs, excepté ceux ayant lieu lors des MES pour un local dont l'installation est encore en servie pour R-GDS, GreenAlp, Caléo, Barr Energies et Trois-Frontières distribution gaz - tous fournisseurs confondus - tous types de consommateurs confondus pour GreenAlp, consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement pour les autres ELD	
Suivi	- fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	2026 : 98% des changements de fournisseurs clôturés dans le délai demandé ; 2027 : 98,5% des changements de fournisseurs clôturés dans le délai demandé ; 2028 : 99% des changements de fournisseurs clôturés dans le délai demandé ; 2029 : 99,5% des changements de fournisseurs clôturés dans le délai demandé.	
Incitations	- versement : à travers le CRCP - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales	
	Régaz-Bordeaux	- pénalités : 5 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 5 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 50 000 €

	R-GDS	• pénalités : 2 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 2 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 25 000 €
	GreenAlp	• pénalités : 1 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 1 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 10 000 €
	Vialis	• pénalités : 750 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 750 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 7 500 €
	Gedia	• pénalités : 300 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 300 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 3 000 €
	Caléo	• pénalités : 250 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 250 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 2 500 €
	Barr Energies	• pénalités : 250 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 250 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 2 500 €
	Trois-Frontières distribution gaz	• pénalités : 200 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 200 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 2 000 €
	Sorégies	• pénalités : 200 € par point en-dessous de l'objectif de référence • bonus : 200 € par point au-dessus de l'objectif de référence • valeur plancher des incitations : - 2 000 €
Date de mise en œuvre	A compter du 1 ^{er} janvier 2022	

1.7. Taux de réclamations multiples

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Remontée le 1^{er} du mois M+2, du ratio : <u>(Nombre de réclamations multiples pour un même PCE et un même type de réclamation) / (Nombre total de réclamations)</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	• 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	• fréquence de calcul : mensuelle • fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle • fréquence de publication : trimestrielle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	• L'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle • Objectif de référence : ○ 2026 : 12,0% ○ 2027 : 12,0% ○ 2028 : 10,0% ○ 2029 : 10,0%

Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - versement : à travers le CRCP	
	Régaz-Bordeaux	- pénalités : 5 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 5 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 50 000 €
	R-GDS	- pénalités : 2 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 2 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 25 000 €
	GreenAlp	- pénalités : 1 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 1 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 10 000 €
	Vialis	- pénalités : 750 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 750 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 7 500 €
	Gedia	- pénalités : 300 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 300 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 3 000 €
	Caléo	- pénalités : 250 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 250 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 500 €
	Barr Energies	- pénalités : 250 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 250 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 500 €
	Trois-Frontières distribution gaz	- pénalités : 200 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 200 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 000 €
	Sorégies	- pénalités : 200 € par point au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 200 € par point en-dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 000 €
Date de mise en œuvre	Mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2026	

1.8. Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(Nombre de réclamations clôturées dans les 15 jours calendaires durant le mois M) /</u> <u>(Nombre total de réclamations clôturées durant le mois M)</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- toutes réclamations 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 - 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	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle

	• fréquence de publication : trimestrielle • fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	100 % des réclamations écrites ou orales traitées dans les délais (15 jours calendaires pour Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Gedia, Caléo, Barr Energies, Trois-Frontières distribution gaz et Sorégies et 8 jours calendaires pour Vialis)
Incitations	• versement : à travers le CRCP • pénalités : 30 € par réclamation non traitée dans les délais et signalée
Date de mise en œuvre	Mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2026

1.9. Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique	
Calcul	Remontée le 1^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Délai moyen entre la date de réception de la demande et la date de remise au demandeur d'études détaillées adressées au GRD dans le cadre du raccordement d'une installation d'injection de gaz renouvelables et bas-carbone, retraité du délai moyen de validation des zonages de raccordement par la Commission de Régulation de l'Energie observé en année N-1</u> (soit 1 valeur suivie)	
Périmètre	• demandes adressées par un porteur de projet gaz renouvelables et bas-carbone au GRD selon les modalités définies dans la procédure de gestion du registre de capacité (jalon D1) • demandes initialement adressées à un GRT et transférées au GRD	
Suivi	• fréquence de calcul : mensuelle • fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle • fréquence de publication : trimestrielle • fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	• l'incitation financière porte sur la valeur du délai calculé sur une base annuelle • objectif de référence : 120 jours	
Incitations	• calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales • versement : à travers le CRCP	
	Régaz-Bordeaux	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 30 000 €
	R-GDS	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 20 000 €
	GreenAlp	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 10 000 €

	Vialis	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 10 000 €
	Gédia	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 5 000 €
	Caléo	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 5 000 €
	Barr Energies	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 5 000 €
	Trois-Frontières distribution gaz	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 2 500 €
	Sorégies	• pénalités : (12,5 € x V) par jour calendaire au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées au cours de l'année • bonus : (6,25 € x V) par jour calendaire en dessous de l'objectif de référence où V correspond à la volumétrie des études détaillées réalisées au cours de l'année • valeur plancher des incitations : - 2 500 €
Date de mise en œuvre	Mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2026	

1.10. Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, de la valeur : <u>Nombre total de réclamations de producteurs consécutives au raccordement d'une installation de gaz renouvelables et bas-carbone clôturées durant le mois M</u> (soit 1 valeur suivie)
Périmètre	- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD à un producteur de gaz renouvelables et bas-carbone - 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 le GRD au producteur
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle - fréquence de publication : trimestrielle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	Aucune réclamation consécutive au raccordement d'une installation de gaz renouvelables et bas-carbone dans le mois
Incitations	- pénalités : 100 € par réclamation - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	Mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} juillet 2026

2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service

2.1. Taux de raccordements réalisés dans les délais

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>[Nombre de raccordements réalisés (mis en gaz pour R-GDS) durant le trimestre M-2/M dans le délai convenu (dans un délai de 2 mois pour Gedia)] / [Nombre de raccordements réalisés (mis en gaz pour R-GDS) durant le trimestre M-2/M]</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous raccordements de densification pour Régaz-Bordeaux et R-GDS - tous raccordements confondus pour GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo, Barr Energies, Trois-Frontières distribution gaz et Sorégies - tous consommateurs confondus - tous fournisseurs confondus
Suivi	- fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

2.2. Qualité des relevés JJ transmis au GRT pour les allocations journalières aux PITD

ELD	Régaz-Bordeaux et R-GDS
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio : <u>[Somme pour chaque jour J du trimestre M-2/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 trimestre M-2/M du nombre de consommateurs télérelevés JJ enregistrés dans le SI du GRD pour le jour J]</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	• toutes valeurs effectivement relevées • aucune valeur de repli / remplacement prise en compte • tous fournisseurs confondus • tous PITD du GRD confondus
Suivi	• fréquence de calcul : trimestrielle • fréquence de remontée à la CRE : annuelle • fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

2.3. Amplitude des comptes d'écart distribution (CED)

ELD	Toutes les ELD en profilage total : Régaz-Bordeaux et R-GDS
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Valeur absolue de la somme des CED du mois M en énergie</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	• tous PCE existants • tous fournisseurs confondus
Suivi	• fréquence de calcul : mensuelle • fréquence de remontée à la CRE : annuelle • fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

2.4. Nombre de réclamations de fournisseurs

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Nombre total de réclamations écrites de fournisseurs clôturées durant le trimestre M-2/M</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	• toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur • toutes réclamations écrites uniquement (déposées sur le portail fournisseur uniquement, pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp), y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus • tous fournisseurs confondus • tous types de consommateurs confondus • réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur
Suivi	• fréquence de calcul : trimestrielle • fréquence de remontée à la CRE : annuelle • fréquence de publication : annuelle

Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre
-----------------------	-------------------

2.5. Nombre de réclamations de consommateurs

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Nombre total de réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) de consommateurs clôturées durant le trimestre M-2/M</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur - toutes réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) uniquement - tous types de consommateurs confondus - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au consommateur
Suivi	- fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

2.6. Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 ^{er} du mois M+2, de la valeur : <u>Nombre total de réclamations de producteurs consécutives au raccordement d'une installation de biométhane clôturées durant le trimestre M-2/M</u> (soit 1 valeur suivie)
Périmètre	- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par l'ELD 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 l'ELD au producteur
Suivi	- fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	A compter du 1 ^{er} janvier 2022

2.7. Emissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère rapportées à l'énergie acheminée

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois d'octobre de l'année A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies et le 1^{er} du mois de janvier de l'année A+1 pour GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo et Sorégies, du ratio : <u>(Tonnes de gaz à effet de serre (équivalent CO₂) émis dans l'atmosphère sur l'année A [d'octobre A-1 à septembre A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies]) / (Quantités de gaz acheminées sur le réseau du GRD sur l'année calendaire A [d'octobre A-1 à septembre A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies])</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- 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
Suivi	- fréquence de calcul : annuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	A compter du 1 ^{er} janvier 2022

2.8. Fuites de méthane émises dans l'atmosphère

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois d'octobre de l'année A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies et le 1^{er} du mois de janvier de l'année A+1 pour GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo et Sorégies, du ratio : <u>(Quantités de méthane émises dans l'atmosphère sur l'année A [d'octobre A-1 à septembre A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies]) / (Quantités de gaz acheminées sur le réseau du GRD sur l'année calendaire A [d'octobre A-1 à septembre A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies])</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- fuites linéiques de méthane - émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations
Suivi	- fréquence de calcul : annuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	A compter du 1 ^{er} janvier 2022

2.9. Volumes de pertes rapportés aux quantités distribuées

ELD	Régaz-Bordeaux et R-GDS
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois d'octobre de l'année A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies et le 1^{er} du mois de janvier de l'année A+1 pour GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo et Sorégies, du ratio : <u>(volumes de pertes) / (volumes des quantités distribuées sur l'année calendaire A [d'octobre A-1 à septembre A pour R-GDS, Régaz-Bordeaux et Barr Energies])</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous PCE existants - tous fournisseurs confondus

Suivi	• fréquence de calcul : annuelle • fréquence de remontée à la CRE : annuelle • fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	A compter du 1 ^{er} janvier 2022

3. Indicateurs suivis sans incitation financière relatifs aux gaz renouvelables et bas carbone

Les indicateurs suivis sans incitation présentés ci-dessous concernent toutes les ELD au tarif spécifique.

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 gaz renouvelables et bas-carbone écrêtés	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2, de la valeur, pour chaque zonage validé par la CRE : <u>Volumes écrêtés de gaz renouvelables et bas-carbone sur le zonage / Capacité maximale d'injection du zonage</u> (soit 1 valeur suivie) ⁴⁰	- Sommes des volumes non injectés correspondant à la différence entre la capacité maximale d'injection et le débit injecté. - 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.	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2026
Délais moyens de mise en exploitation des renforcements associés au développement des gaz renouvelables et bas-carbone	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <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> (soit 1 valeur suivie)	• Demandes adressées par le GRD à la CRE dans le cadre de la validation des investissements associés au développement des gaz renouvelables et bas-carbone	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2026

⁴⁰

$$\frac{\sum_{\text{sur tous les producteurs du zonage } i} (\sum_{\text{durée de saturation [h]}} \text{MAX}(0; C_{\text{max}_{\text{prod},i}} - \text{Débit}_{\text{prod},i} \text{ pendant la saturation})) [N m^3/h]}{\text{durée du mois [h]} \times \sum_{\text{sur tous les producteurs du zonage } i} C_{\text{max}_{\text{prod},i}} [N m^3/h]}$$

Délais moyens de raccordement des sites de production de gaz renouvelables et bas-carbone	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Délai moyen entre la date de réception de la demande (jalón D1) et la date de mise en service de l'unité de production (jalón D8). La date faisant foi pour le jalón D8 est la date de signature du procès-verbal (PV) de mise en service par l'opérateur</u> (soit 1 valeur suivie)	- demandes adressées par un porteur de projet au GRD selon les modalités définies dans la procédure de gestion du registre de capacité (jalón D1) - demandes initialement adressées à un GRT et transférées au GRD	Mensuelle	1 ^{er} janvier 2026
---	--	---	-----------	------------------------------

Annexe 2 : Indicateurs de suivi de la performance du système de comptage évolué des ELD

Cette annexe détaille les indicateurs, envisagés par la CRE à ce stade, de suivi de performance du système de comptage évolué des ELD concernées par le lancement d'un projet de comptage évolué des ELD concernées par le lancement ou la poursuite d'un projet de comptage évolué, ainsi que les incitations financières correspondantes.

Cette régulation incitative de la performance dédiée aux compteurs évolués complètera le mécanisme de suivi de la qualité de service des opérateurs précisé en annexe 1 de la présente consultation publique.

1. Indicateurs donnant lieu à incitation financière

1.1. Taux de publication mensuelle des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs évolués

ELD	Régaz, GreenAlp, R-GDS, Vialis, Gedia, Barr Energies, Sorégies, Caléo
Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio : <i>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé⁴¹ dont la relève a été publiée par le portail fournisseur durant le mois M) / (Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé dont la relève a été reçue durant le mois M)</i> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- 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 autorelevés) et calculés - tous fournisseurs confondus - calcul en J + 2
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	• l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle • objectif de référence : ○ pour Régaz : • pour 2026 : 99,8 % • pour 2027 : 99,8 % • pour 2028 : 99,8 % • pour 2029 : 99,8 % ○ pour GreenAlp : • pour 2026 : 99,7 % • pour 2027 : 99,8 % • pour 2028 : 99,8 % • pour 2029 : 99,8 % ○ pour R-GDS et Sorégies : • pour 2026 : 98,5 % • pour 2027 : 99,0 % • pour 2028 : 99,7 % • pour 2029 : 99,7 % ○ pour Vialis, Gedia, Barr Energies et Caléo :

⁴¹ Les compteurs au « statut télérelevé » sont des compteurs équipés (compteurs intégrés ou compteurs classiques équipés d'un module) et communicants.

	• pour 2026 : 91,0 % • pour 2027 : 93,0 % • pour 2028 : 98,5 % • pour 2029 : 99,0 % ○ Pour Trois-Frontières : • pour 2027 : 91,0 % • pour 2028 : 95,0 % • pour 2029 : 98,5 % • pour 2030 : 99,0 %
	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année - versement : à travers le CRCP
Régaz	• valeur plancher des incitations : - 77 000 € par an
GreenAlp	• valeur plancher des incitations : - 32 000 € par an
R-GDS	• valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 37 000 € • pour 2027 : - 51 000 € • pour 2028 : - 57 000 € • pour 2029 : - 57 000 €
Vialis	• valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 6 000 € • pour 2027 : - 10 000 € • pour 2028 : - 13 000 € • pour 2029 : - 17 000 €
Gedia	• valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 2 000 € • pour 2027 : - 4 000 € • pour 2028 : - 6 000 € • pour 2029 : - 8 000 €
Barr Energies	• valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 3 000 € • pour 2027 : - 5 000 € • pour 2028 : - 6 000 € • pour 2029 : - 7 000 €
Sorégies	• valeur plancher des incitations : - 6000 € par an
Caléo	• valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 2 000 € • pour 2027 : - 4 000 € • pour 2028 : - 5 000 € • pour 2029 : - 7 000 €
Trois-Frontières	• valeur plancher des incitations : • pour 2027 : - 2 000 € • pour 2028 : - 4 000 €

		- pour 2029 : - 6 000 € - pour 2030 : - 6 000 €
	suivi et mise en œuvre des incitations : - Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2020 - GreenAlp : 1^{er} janvier 2021 - R-GDS et Sorégies : 1^{er} janvier 2024 - Vialis, Barr Energies, Caléo et Gédia : 1^{er} janvier 2026 - Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2027	

1.2. Taux d'index cyclique mesurés sur le périmètre des compteurs évolués

ELD	Régaz, GreenAlp, R-GDS, Vialis, Gedia, Barr Energies, Sorégies, Caléo	
Calcul	Calcul le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u><i>(Nombre d'index cycliques mesurés sur les PCE T1/T2 au statut télérelevé reçus 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></u> (soit une valeur suivie)	
Périmètre	- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques - tous fournisseurs confondus	
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	- l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle - objectif de référence : - pour Régaz : - pour 2026 : 99,0 % - pour 2027 : 99,0 % - pour 2028 : 99,0 % - pour 2029 : 99,0 % - pour GreenAlp : - pour 2026 : 98,5 % - pour 2027 : 99,0 % - pour 2028 : 99,0 % - pour 2029 : 99,0 % - pour R-GDS et Sorégies : - pour 2026 : 96,0 % - pour 2027 : 97,0 % - pour 2028 : 98,5 % - pour 2029 : 98,5 % - pour Vialis, Gedia, Barr Energies et Caléo : - pour 2026 : 94,0 % - pour 2027 : 95,5 % - pour 2028 : 96,0 % - pour 2029 : 97,0 %	
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - versement : à travers le CRCP	
	Régaz	pénalités : (3 € x 1 % x V) par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année

		• bonus : $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : - 77 000 € par an
	GreenAlp	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2026, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence de 2027 à 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2026, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence de 2027 à 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : - 32 000 € par an
	R-GDS	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 37 000 € • pour 2027 : - 51 000 € • pour 2028 : - 57 000 € • pour 2029 : - 57 000 €
	Vialis	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 6 000 € • pour 2027 : - 10 000 € • pour 2028 : - 13 000 € • pour 2029 : - 17 000 €
	Gedia	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 2 000 € • pour 2027 : - 4 000 € • pour 2028 : - 6 000 € • pour 2029 : - 8 000 €
	Barr Energies	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année

		• valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 3 000 € • pour 2027 : - 5 000 € • pour 2028 : - 7 000 € • pour 2029 : - 8 000 €
	Sorégies	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : - 6000 € par an
	Caléo	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 2 000 € • pour 2027 : - 4 000 € • pour 2028 : - 5 000 € • pour 2029 : - 7 000 €
Date de mise en œuvre	suivi et mise en œuvre des incitations : • Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2020 • GreenAlp : 1^{er} janvier 2021 • R-GDS et Sorégies : 1^{er} janvier 2024 • Vialis, Barr Energies, Caléo et Gédia : 1^{er} janvier 2026 • Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2027	

1.3. Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs évolués

Calcul	Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé dont un index cyclique calculé pour la 3^{ème} fois consécutive ou plus a été reçu durant le mois M) / (Nombre d'index cycliques de PCE T1/T2 au statut télérelevé et rattachés à un CAD, durant le mois M)</u> (soit une valeur suivie)	
Périmètre	- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques - tous fournisseurs confondus	
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle	
Objectif	• l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle • objectif de référence : ○ pour Régaz : • pour 2026 : 0,4 % • pour 2027 : 0,4 % • pour 2028 : 0,4 % • pour 2029 : 0,4 % ○ pour GreenAlp : • pour 2026 : 0,5 % • pour 2027 : 0,4 % • pour 2028 : 0,4 % • pour 2029 : 0,4 % ○ pour R-GDS et Sorégies : • pour 2026 : 2,0 % • pour 2027 : 1,5 % • pour 2028 : 0,5 % • pour 2029 : 0,5 % ○ pour Vialis, Gedia, Barr Energies et Caléo : • pour 2026 : 4,0 % • pour 2027 : 3,0 % • pour 2028 : 2,0 % • pour 2029 : 1,5 %	
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - versement : à travers le CRCP	
	Régaz	• pénalités : (3 € x 1 % x V) par point en dessous de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : (3 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : - 52 000 € par an
	GreenAlp	• pénalités : (4,5 € x 1 % x V) par point en dessous de l'objectif de référence en 2026, puis (3 € x 1 % x V) par point en dessous de l'objectif de référence de 2027 à 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : (4,5 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence en 2026, puis (3 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence de 2027 à 2029, où V correspond à un douzième de la

		somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : - 25 000 € par an
	R-GDS	• pénalités : (4,5 € x 1 % x V) par point en dessous de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis (3 € x 1 % x V) par point en dessous de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : (4,5 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis (3 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 25 000 € • pour 2027 : - 34 000 € • pour 2028 : - 38 000 € • pour 2029 : - 38 000 €
	Vialis	• pénalités : (4,5 € x 1 % x V) par point en dessous de l'objectif de référence, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : (4,5 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 4 000 € • pour 2027 : - 7 000 € • pour 2028 : - 9 000 € • pour 2029 : - 11 000 €
	Gedia	• pénalités : (4,5 € x 1 % x V) par point en dessous de l'objectif de référence, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : (4,5 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 2 000 € • pour 2027 : - 3 000 € • pour 2028 : - 4 000 € • pour 2029 : - 6 000 €
	Barr Energies	• pénalités : (4,5 € x 1 % x V) par point en dessous de l'objectif de référence, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : (4,5 € x 1 % x V) par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 2 000 € • pour 2027 : - 3 000 € • pour 2028 : - 4 000 € • pour 2029 : - 5 000 €

	Sorégies	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2026 et 2027, puis $(3 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence en 2028 et 2029, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : - 4000 € par an
	Caléo	• pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point en dessous de l'objectif de référence, où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ par point au-dessus de l'objectif de référence où V correspond à un douzième de la somme des compteurs évolués posés à la fin de chaque mois de l'année • valeur plancher des incitations : • pour 2026 : - 1 000 € • pour 2027 : - 3 000 € • pour 2028 : - 4 000 € • pour 2029 : - 5 000 €
Date de mise en œuvre	suivi et mise en œuvre des incitations : • Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2020 • GreenAlp : 1^{er} janvier 2021 • R-GDS et Sorégies : 1^{er} janvier 2024 • Vialis, Barr Energies, Caléo et Gédia : 1^{er} janvier 2026 • Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2027	

2. Indicateurs de suivi pour le suivi des niveaux de performance du système de comptage évolué des ELD

2.1. Indicateur existant

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'index rectifiés sur le périmètre des compteurs communicants	Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio : <u>(Nombre d'index de PCE T1/T2 au statut télérelevé typés corrigés reçus et publiés par le portail fournisseur durant le mois M) / (Nombre d'index de PCE T1/T2 au statut télérelevé reçus et publiés par le portail fournisseur durant le mois M)</u> - (soit une valeur suivie)	- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous index publiés (y compris les index calculés) - toutes corrections d'index issues de contestations, réclamations ou détections d'incidents à l'initiative du GRD	Annuelle	suivi : Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2020 GreenAlp : 1^{er} janvier 2021 R-GDS et Sorégies : 1^{er} janvier 2024 Vialis, Barr Energies, Caléo et Gédia : 1^{er} janvier 2026 Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2027

2.2. Nouveaux indicateurs de suivi envisagés pour la période 2026-2029

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 aux données de consommation, par nature	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Nombre total de réclamations relatives aux données de consommation émises par des clients finals ou des fournisseurs clôturées dans le mois M</u> (soit 5 valeurs suivies : - Total - Qualité des données affichées - Accès au portail - Accès aux données - Autres motifs)	- 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	Annuelle	GreenAlp : 1 ^{er} janvier 2026 Régaz-Bordeaux : 1 ^{er} janvier 2026 Sorégies : 1 ^{er} janvier 2026 R-GDS : 1 ^{er} janvier 2027 Vialis, Gaz de Barr, Caléo et Gédia : 1 ^{er} janvier 2029 Trois-Frontières : 1 ^{er} janvier 2029
Taux de réclamations de clients finals ou de fournisseurs liées aux données de consommation	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <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>	- 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 :	Trimestrielle	GreenAlp : 1 ^{er} janvier 2026 Régaz-Bordeaux : 1 ^{er} janvier 2026 Sorégies : 1 ^{er} janvier 2026 R-GDS : 1 ^{er} janvier 2027 Vialis, Gaz de Barr, Caléo et Gédia : 1 ^{er} janvier 2029 Trois-Frontières : 1 ^{er} janvier 2029

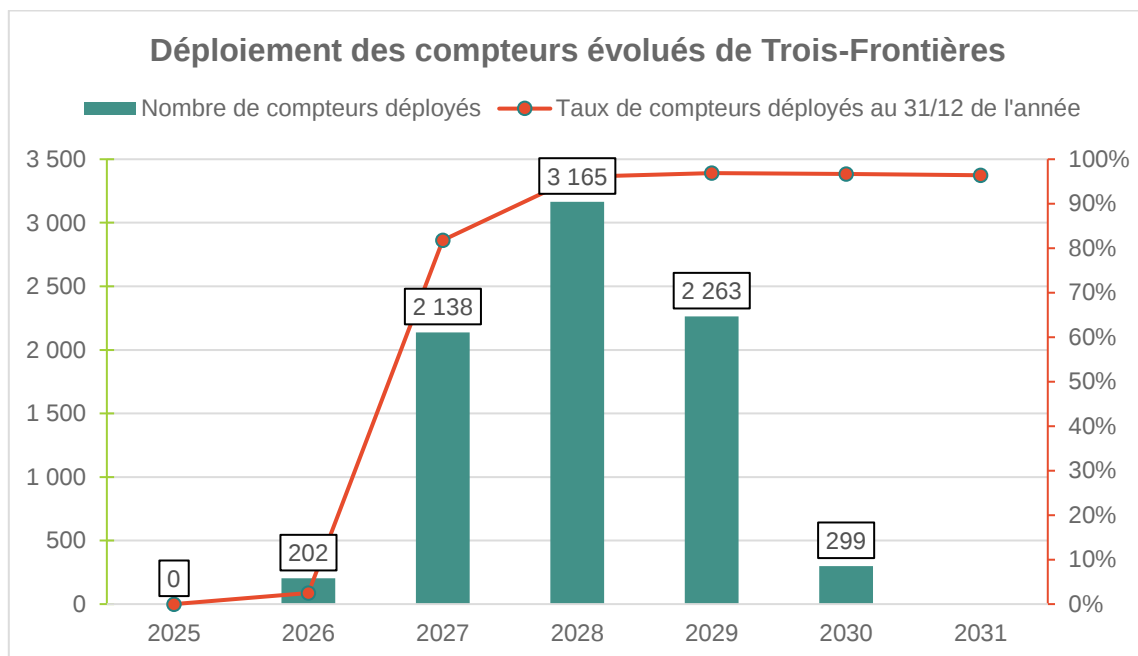
	(soit une valeur suivie)	écrit, oral ou internet - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au client final ou au fournisseur - tous fournisseurs confondus		
--	--------------------------	--	--	--

Taux de mise à disposition des données aux consommateurs finals	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 des ratios hebdomadaires de disponibilité jusqu'à la fin du mois M, sur des semaines complètes : <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> (soit une valeur suivie)	- consommateur s ayant créé un compte sur le site de mise à disposition des données de consommation - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé rattachés à un compte consommateur - TICC pour les données journalières et horaires	Trimestrielle	GreenAlp : 1^{er} janvier 2026 Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2026 Sorégies : 1^{er} janvier 2026 R-GDS : 1^{er} janvier 2027 Vialis, Gaz de Barr, Caléo et Gédia : 1^{er} janvier 2029 Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2029
Nombre de demandes de passage au pas horaire	Remontée le 1 ^{er} du mois M+2 des valeurs : - 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> (soit deux valeurs suivies)	- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - toute demande jugée recevable par le GRD, au sens de la « Procédure de passage au pas horaire » définie dans le cadre du GTG - tous fournisseurs confondus	Trimestrielle	GreenAlp : 1^{er} janvier 2026 Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2026 Sorégies : 1^{er} janvier 2026 R-GDS : 1^{er} janvier 2027 Vialis, Gaz de Barr, Caléo et Gédia : 1^{er} janvier 2029 Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2029

Taux de passages au pas horaire réalisés dans les délais demandés	Remontée le 1^{er} du mois M+2 des ratios : - 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 retours au pas journalier clôturés durant le mois M)</u> (soit deux valeurs suivies)	- tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - toute demande jugée recevable par le GRD, au sens de la « Procédure de passage au pas horaire » définie dans le cadre du GTG - tous fournisseurs confondus	Trimestrielle	GreenAlp : 1^{er} janvier 2026 Régaz-Bordeaux : 1^{er} janvier 2026 Sorégies : 1^{er} janvier 2026 R-GDS : 1^{er} janvier 2027 Vialis, Gaz de Barr, Caléo et Gédia : 1^{er} janvier 2029 Trois-Frontières : 1^{er} janvier 2029
--	---	---	----------------------	---

3. Schémas de la régulation incitative relative au respect du calendrier de déploiement industriel

La présente section de l'annexe détaille les paramètres relatifs à la régulation incitative des délais de déploiement et des coûts d'investissement de comptage envisagés par la CRE pour le projet de comptage évolué de Trois-Frontières.



Taux de déploiement cumulé de compteurs posés et communicants, sur l'assiette des compteurs actifs et inactifs			
Taux de déploiement à atteindre au :	31 décembre 2027	31 décembre 2028	21 décembre 2029
	81,79 %	96,07 %	96,88 %
Pénalité si non-respect du taux de déploiement	-	10 % du coût des compteurs	14 % du coût des compteurs

Annexe 3 : Répartition des montants des pénalités entre les ELD aux tarifs spécifiques, en cas de non-réalisation dans les délais des actions identifiées comme « prioritaires » dans le cadre du dispositif de régulation incitative

ELD	Pénalité en cas de projet mis en œuvre dans les 6 mois suivant la date retenue par la CRE (€/mois)	Pénalité en cas de projet mis en œuvre dans les 6 à 12 mois suivant la date retenue par la CRE (€/mois)	Pénalité en cas de projet mis en œuvre au-delà de 12 mois suivant la date retenue par la CRE (€/mois)	Répartition du plafond du montant global de l'ensemble des pénalités (€/an)
Régaz-Bordeaux	1 200	2 400	4 800	144 000
R-GDS	600	1 200	2 400	72 000
GreenAlp	220	440	880	26 400
Vialis	180	360	720	21 600
Gedia	74	148	296	8 880
Caléo	58	116	232	6 960
Barr Energies	68	136	272	8 160
Trois-Frontières Distribution Gaz	50	100	200	6 000
Sorégies	50	100	200	6 000
Total	2 500	5 000	10 000	300 000