



DÉLIBÉRATION N° 2021-363

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2021 portant projet de décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, 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 notamment aux modifications de niveau et de structure 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.

Les tarifs péréqués actuels d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution (ELD), dits « tarifs ATRD5 »¹, sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2018 en application de la délibération de la CRE du 21 décembre 2017. Neuf ELD, présentant des comptes dissociés, disposent d'un tarif spécifique et douze 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 définit de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel pour les ELD, dits « tarifs ATRD6 des ELD », qui s'appliqueront à partir du 1^{er} juillet 2022, conformément au calendrier initialement prévu.

Compte tenu de la visibilité indispensable pour les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a organisé cinq consultations publiques en lien avec le tarif ATRD6 des ELD de gaz naturel :

- la première, en date du 14 février 2019, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs ;
- la deuxième, en date du 27 mars 2019, concernait les premières orientations concernant la structure du tarif ATRD6 de GRDF, qui a vocation à s'appliquer également aux ELD, dont la grille dispose de la même structure que celle de GRDF ;
- la troisième, en date du 23 juillet 2019, concernait les conditions d'insertion du biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz et l'introduction d'un timbre d'injection ;
- la quatrième, en date du 1^{er} octobre 2019, concernait le niveau des charges de GRDF à couvrir pour la période ATRD6 et le niveau du tarif en découlant, la structure tarifaire ainsi que le cadre de régulation tarifaire ;
- la cinquième, en date du 7 octobre 2021, concernait le niveau des charges des ELD à couvrir pour la période ATRD6 et le niveau du tarif en découlant ainsi que le cadre de régulation tarifaire.

Les réponses à ces consultations publiques sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

¹ ATRD : accès des tiers au réseau de distribution.

A ce stade, les demandes tarifaires de huit ELD disposant d'un tarif spécifique ont été étudiées par la CRE². Caléo (commune de Guebwiller) a soumis sa demande ultérieurement, celle-ci fait donc l'objet d'un calendrier spécifique : une consultation publique dédiée au niveau du tarif de Caléo et du tarif commun sera ainsi menée au premier trimestre 2022.

La présente délibération se fonde notamment sur les demandes tarifaires des ELD ainsi que sur de nombreux échanges avec ces dernières, sur des analyses internes, sur des rapports d'auditeur externe³ et sur le retour des acteurs de marché aux différentes consultations publiques. La CRE a également auditionné à deux reprises le SPEGNN.

Principaux enjeux du tarif ATRD6 des ELD

Accompagner la transition énergétique et prendre en compte la baisse tendancielle des consommations

La prochaine période tarifaire (2022-2025) s'inscrit dans un contexte d'accélération de la transition énergétique, avec une baisse durable de la consommation de gaz recherchée par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la réglementation environnementale. De nouveaux usages (véhicules GNV et bioGNV) devraient certes s'insérer dans ce contexte, mais de façon marginale à l'horizon du tarif ATRD6. Mécaniquement, à charges constantes, le coût unitaire par MWh de gaz distribué est donc sur une tendance haussière. Les charges à couvrir pour constituer le revenu autorisé des GRD concernés doivent, en application du code de l'énergie, être celles d'un opérateur efficace. La CRE a porté une attention particulière au fait que les charges à couvrir s'inscrivent bien dans la perspective d'une baisse tendancielle de la consommation de gaz.

Par ailleurs, pour anticiper les conséquences de la baisse des consommations, le tarif ATRD6 des ELD prévoit, comme pour GRDF, la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeuble et conduites montantes (CICM). Cette réduction de la durée d'amortissement participe, comme la maîtrise des nouveaux investissements, à réduire le risque de coûts échoués à long terme, dans la perspective de la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Maintenir un niveau de sécurité maximum du réseau de distribution de gaz

L'évolution de la réglementation relative à la sécurité des infrastructures et des installations de gaz appelle des efforts supplémentaires dans le maintien en conditions opérationnelles, la maintenance et le renouvellement du réseau. Le tarif ATRD6 permet aux ELD de mettre en œuvre la politique industrielle nécessaire au maintien d'un niveau de sécurité élevé.

Maîtriser les investissements tout en accueillant le biométhane

La perspective de baisse de la consommation de gaz rend essentielle la maîtrise des investissements. Pendant la période tarifaire ATRD6, les investissements réalisés par les ELD devront donc répondre en priorité aux objectifs de sécurité du réseau et d'intégration du biométhane au meilleur coût.

Le tarif ATRD6 donne les moyens aux ELD de réaliser ces investissements, afin notamment de raccorder les producteurs de biométhane au réseau et de procéder aux adaptations des infrastructures induites. Ces nouveaux investissements des gestionnaires de réseaux seront mis en œuvre, le plus possible, en mobilisant les ressources existantes, afin de maîtriser la hausse des charges associées.

Accompagner le bon déroulement des projets industriels des ELD tout en maîtrisant les coûts

Le déploiement des projets de comptage évolué sur le territoire des ELD, ainsi que l'intégration au périmètre des concessions des conduites d'immeubles – conduites montantes (CICM) de gaz en cas d'adoption de l'article 63 du projet de loi relatif à la différenciation, la décentralisation, la déconcentration et portant diverses mesures de simplification de l'action publique locale dite « 3DS », dans sa version adoptée par le Sénat, représentent un enjeu industriel et financier significatif pour les ELD.

La réalisation de ces projets industriels doit se faire à un coût maîtrisé. A ce titre, le tarif ATRD6 incite financièrement les ELD à exploiter les synergies et pistes de mutualisation envisageables pour la réalisation de ces projets.

² Régaz-Bordeaux, R-GDS (Strasbourg), GreenAlp (Grenoble), Vialis (Colmar), Gedia (Dreux), Gaz de Barr, Sorégies (département de la Vienne), Veolia Eau (Huningue, St Louis, Hégenheim et Village-Neuf).

³ Un audit de la demande en termes de charges d'exploitation des ELD pour la période 2022-2025, publié sur le site internet de la CRE.

Permettre le bon développement de la concurrence sur leur territoire

L'absence quasi-totale de concurrence sur le marché de détail constitue, pour les consommateurs concernés, une faiblesse sur le territoire des ELD, dans un contexte où les tarifs des ELD sont en moyenne sensiblement supérieurs à ceux de l'opérateur national sur le territoire desquels la concurrence s'exerce de façon satisfaisante. Pour remédier à cette situation, la CRE a formulé dans sa délibération du 10 juin 2021⁴ des recommandations et des demandes aux ELD, qui portent notamment sur la modernisation et l'harmonisation de leurs systèmes d'information et doivent aboutir à la mise en place rapide de portails communs et de procédures efficaces et standardisées.

Le cadre de régulation incitative du tarif ATRD6 intègre ces enjeux, afin d'inciter les ELD à réaliser les actions nécessaires à ce que les consommateurs disposent, comme ailleurs sur le territoire national, d'un choix d'offres de fourniture.

Niveau tarifaire

Dans le cadre de l'élaboration des tarifs ATRD6 des ELD, les ELD disposant d'un tarif spécifique ont transmis à la CRE, par courrier électronique, l'ensemble des éléments de leur demande tarifaire. Elles ont formulé une demande d'évolution tarifaire exposant leurs prévisions de coûts pour la période 2022-2025, de nombre de clients raccordés et de quantités de gaz distribuées, ainsi que leurs demandes relatives au cadre de régulation.

Au terme de ses analyses, des réponses à la consultation publique de 7 octobre 2021 et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec les ELD, la CRE décide de limiter la hausse tarifaire demandée pour chacune des ELD.

Charges à couvrir

Les demandes des ELD en termes de charges à couvrir sont globalement en hausse, ce que les ELD expliquent par les éléments suivants :

- le développement de l'injection de biométhane ;
- des exigences croissantes en matière de sécurité industrielle, qui conduisent les opérateurs à renforcer leurs actions de sécurisation du réseau (par exemple, à travers la sécurisation des branchements, le remplacement des régulateurs de branchement, ou la résorption des canalisations en fontes pour prévenir les risques de corrosion) ;
- l'intégration dans les concessions de distribution de gaz des conduites montantes prévue par le projet de loi dite « 3DS », qui impacte les ELD à des degrés divers et qui constitue pour celles exploitant aujourd'hui peu de conduites, un enjeu financier et opérationnel, afin de procéder au recensement, au contrôle, à l'entretien et au renouvellement de ces ouvrages ;
- le déploiement des compteurs communicants.

La demande des ELD conduirait à la hausse suivante des charges à couvrir (CNE + CCN) :

ELD	Evolution des charges annuelles moyennes à couvrir entre la période 2022-2025 et le réalisé 2018-2020	
	Toutes charges comprises	Hors charges associées aux projets de comptage évolué
Régaz-Bordeaux	+ 10%	+ 7%
R-GDS	+ 18%	+ 14%
GreenAlp	+ 24%	+ 16%
Vialis	+ 20%	+ 15%
Gedia	+ 21%	+ 16%
Gaz de Barr	+ 18%	+ 13%
Veolia Eau	+ 12%	+ 12%
Sorégies	+ 15%	+ 9%

⁴ Délibération de la CRE n° 2021-121 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.



La CRE a procédé à une analyse, appuyée sur un audit réalisé par un consultant externe, de la demande des ELD en termes de charges nettes d'exploitation (CNE) pour la période 2022-2025, dont les conclusions sont publiées en même temps que la présente délibération.

La CRE retient :

- une trajectoire de charges d'exploitation ajustée, permettant de limiter la hausse de ces dernières mais donnant les moyens aux ELD de répondre aux nouveaux enjeux de sécurité, de transition énergétique et de développement de la concurrence ;
- un taux de CMPC qui réplique les paramètres de rémunération retenus pour le tarif ATRD6 de GRDF, avec une actualisation du taux d'impôt sur les sociétés. L'enjeu associé à la limitation des charges de capital est d'autant plus important que les niveaux d'investissement prévisionnels des ELD sont elles aussi en hausse, malgré la diminution du nombre de clients et des consommations.

L'évolution des charges à couvrir retenue est la suivante :

ELD	Evolution des charges annuelles moyennes à couvrir entre la période 2022-2025 et le réalisé 2018-2020	
	Toutes charges comprises	Hors charges associées aux projets de comptage évolué
Régaz-Bordeaux	+ 5%	+ 2%
R-GDS	+ 11%	+ 8%
GreenAlp	+ 15%	+ 9%
Vialis	+ 9%	+ 5%
Gedia	+ 14%	+ 8%
Gaz de Barr	+ 13%	+ 9%
Veolia Eau	+ 9%	+ 9%
Sorégies	+ 7%	+ 1%

Quantités distribuées et nombre de consommateurs

L'évolution du tarif dépend non seulement du niveau des charges à couvrir, mais également de l'évolution des volumes de consommation et du nombre de consommateurs, sur la base desquels sont calculées les recettes tarifaires prévisionnelles.

Après une période tarifaire ATRD5 marquée par d'importants écarts entre les volumes de consommation prévisionnels et le réalisé, les ELD prévoient des trajectoires de nombre de consommateurs et de volumes de consommation globalement en baisse sur la période ATRD6.

La CRE a procédé à une analyse de ces prévisions, qui s'appuient sur :

- des hypothèses de nombre de consommateurs crédibles au regard du contexte susmentionné ;
- une méthodologie d'estimation des volumes de consommation globalement cohérente avec ces hypothèses, ainsi qu'avec les consommations historiques.

La CRE considère que les trajectoires présentées par les ELD sont cohérentes avec les évolutions prévisibles du secteur gazier.

Evolution du niveau tarifaire

Les analyses de la CRE sur les demandes tarifaires des ELD mènent ainsi aux évolutions tarifaires suivantes sur la période tarifaire ATRD6 :

	Marche initiale au 1 ^{er} juillet 2022 (dont inflation)	Facteur d'évolution annuel (X) à compter du 1 ^{er} juillet 2023
Régaz-Bordeaux	-4,0%	-1,3%
R-GDS	-4,1%	-1,3%
GreenAlp	40,0%	7,3%
Vialis	-8,6%	-1,3%
Gedia	11,1%	0,0%
Gaz de Barr	1,6%	0,0%
Veolia Eau	3,4%	0,0%
Sorégies	-0,2%	-1,3%

Cadre de régulation tarifaire

La CRE reconduit pour le tarif ATRD6 des ELD les principaux mécanismes de régulation incitative fixés dans ses précédentes délibérations : régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation, régulation incitative de la qualité de service et de la recherche et du développement (R&D), couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Ces mécanismes sont adaptés en cohérence avec les évolutions adoptées dans le cadre du tarif ATRD6 de GRDF, entré en vigueur en 2020. En particulier, le périmètre des indicateurs de qualité de service inclut des indicateurs relatifs au développement du biométhane et à l'environnement, ainsi qu'une incitation des indicateurs liés au développement de la concurrence sur le territoire des ELD.

Par ailleurs, la CRE a décidé de :

- supprimer la régulation incitative spécifique aux investissements « hors réseaux » afin de simplifier le cadre de régulation incitative, et de le recentrer sur des dispositifs dont l'efficacité est avérée ;
- faire évoluer la régulation incitative au développement du nombre de clients afin de tenir compte du retour d'expérience contrasté sur la période ATRD5, et du contexte défavorable à ce dispositif.

La CRE introduit également deux nouveaux dispositifs :

- un plafond pluriannuel d'investissements pour GreenAlp, au-delà duquel ses dépenses d'investissements ne seront que partiellement couvertes, pour inciter l'opérateur à maîtriser et à prioriser ces dernières, afin de limiter les hausses tarifaires à venir et de réduire le risque de coûts échoués ;
- une régulation incitative sur certaines actions jugées prioritaires, qui pourra notamment servir à inciter les ELD à mener les actions nécessaires au bon fonctionnement du marché de masse sur leur territoire.

Enfin, concernant les projets de comptage évolué des ELD de gaz, la CRE met en place un cadre de régulation incitative fondé sur le respect du calendrier de déploiement, la maîtrise des coûts d'investissements, et des objectifs de performance du système de comptage.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise à la ministre de la transition écologique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance.

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

SOMMAIRE

1. COMPÉTENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ÉLABORATION TARIFAIRE	8
1.1 COMPÉTENCES DE LA CRE	8
1.2 TYPOLOGIE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION (GRD) DE GAZ NATUREL ET DES TARIFS ...	8
1.3 PROCESSUS D'ELABORATION TARIFAIRE	9
1.4 ENJEUX POUR LA PERIODE DU TARIF ATRD6 DES ELD	10
1.4.1 Principaux enjeux identifiés par les ELD	10
1.4.2 Principaux enjeux identifiés par la CRE	10
2. CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE.....	11
2.1 GRANDS PRINCIPES TARIFAIRES	11
2.1.1 Détermination du revenu autorisé.....	11
2.1.2 Rémunération des actifs et couverture des investissements.....	12
2.1.3 Principe du CRCP	14
2.2 CALENDRIER TARIFAIRE.....	14
2.2.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans	14
2.2.2 Principes de l'évolution annuelle du tarif et homothétie tarifaire	15
2.2.3 Calcul du solde du CRCP au 1^{er} jour de l'année N.....	16
2.2.4 Calcul du coefficient k en vue de l'apurement du solde du CRCP	16
2.3 REGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COUTS	16
2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation	16
2.3.2 Régulation incitative des investissements.....	17
2.3.3 Couverture au CRCP de certains postes	18
2.4 REGULATION INCITATIVE AU DEVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE	20
2.5 REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	20
2.5.1 Rappel et bilan du dispositif de régulation incitative dans le tarif ATRD5	21
2.5.2 Adaptation du dispositif pour la période tarifaire ATRD6.....	21
2.6 REGULATION INCITATIVE DE L'INNOVATION	23
2.6.1 Régulation de la R&D	23
2.6.2 Projets de réseaux intelligents.....	23
2.6.3 Favoriser l'innovation à l'externe – Régulation sur les délais de mise œuvre des actions prioritaires ...	24
2.7 REGULATION INCITATIVE ASSOCIEE AUX PROJETS DE COMPTAGE EVOLUE DES ELD.....	24
3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET TRAJECTOIRES D'ÉVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DES ELD	27
3.1 NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR	27
3.1.1 Demande tarifaire des ELD	27
3.1.2 Charges d'exploitation (hors projets de comptage évolué).....	27
3.1.3 Calcul des charges de capital normatives.....	32
3.1.4 Charges d'exploitation et de capital liées aux projets de comptage évolué des ELD	36
3.1.5 Synthèse des ajustements sur les coûts des projets de comptage retenus par la CRE	39
3.1.6 Niveaux des charges d'exploitation et de capital associés aux projets de comptage évolué.....	39
3.1.7 Solde prévisionnel de CRCP de fin de période ATRD5.....	41
3.1.8 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2022-2025	42
3.2 HYPOTHESES DE QUANTITES DE GAZ DISTRIBUEES ET DE NOMBRE DE CONSOMMATEURS DESSERVIS	43

3.2.1 Évolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRD5	43
3.2.2 Demandes des ELD	44
3.2.3 Analyse de la CRE	45
3.3 TRAJECTOIRE D'ÉVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DES ELD	45
4. TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DES ELD, APPLICABLE AU 1^{ER} JUILLET 2022.....	46
4.1 REGLES TARIFAIRES	46
4.2 GRILLES TARIFAIRES D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DES ELD	46
4.2.1 Grilles tarifaires pour les consommateurs (hors terme R _f)	47
4.2.2 Terme R _f	48
4.2.3 Grille applicable aux producteurs de biométhane.....	48
DÉCISION.....	49

1. COMPÉTENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ÉLABORATION TARIFAIRE

1.1 Compétences de la CRE

L'article L. 134-2, 4° du code de l'énergie donne 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 articles L. 452-1-1 à L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE.

L'article L. 452-1-1 prévoit notamment que ces tarifs « *sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations 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* ».

L'article L. 452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux 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* ».

La présente délibération de la CRE définit la méthode d'établissement du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD et fixe le tarif dit « ATRD6 » des ELD à compter du 1^{er} juillet 2022 pour environ quatre ans.

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

Il existe actuellement 25 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 ;
- 24 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 ;
 - 19 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 2008⁵.

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 :

⁵ Visées à l'article L.432-6 du code de l'énergie.

- 1 tarif spécifique à GRDF. Le tarif ATRD6 de GRDF est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2020, en application de la délibération de la CRE du 23 janvier 2020⁶ ;
- 9 tarifs spécifiques pour les 9 entreprises locales de distribution (ELD) ayant présenté des comptes dissociés : Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp⁷, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau, Sorégies⁸ ;
- 1 tarif commun pour les 12 ELD ne produisant pas de comptes dissociés :
 - Énergies Services Lannemezan ;
 - Energis - Régie de Saint-Avold ;
 - Gazélec de Péronne ;
 - Energies et Services de Seyssel ;
 - Régie Municipale Gaz et Electricité de Bonneville ;
 - Régie Municipale Gaz et Electricité de Sallanches ;
 - Régie du Syndicat Électrique Intercommunal du Pays Chartrain ;
 - Énergies Services Lavour ;
 - Énergies Services Occitans - Régie de Carmaux ;
 - Régie Municipale Multiservices de La Réole ;
 - Gascogne Energies Services ;
 - Régies Municipales d'Electricité, de Gaz, d'Eau et d'Assainissement de Bazas ;
- d'autre part, de tarifs non péréqués pour la distribution publique de gaz naturel des nouvelles zones de desserte : au 1^{er} août 2021, il existe 187 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 CRE⁹.

La présente délibération fixe les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de 8 ELD, Caléo ayant demandé un délai supplémentaire pour établir son dossier tarifaire. La publication de la délibération fixant les tarifs de Caléo interviendra au premier trimestre 2022, après consultation publique. Cette délibération fixera également le niveau du tarif commun devant s'appliquer à compter du 1^{er} juillet 2022, pour les ELD ne disposant pas de tarif spécifique.

1.3 Processus d'élaboration tarifaire

Pour établir l'ATRD6 des ELD, compte tenu de la visibilité indispensable pour les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a organisé 5 consultations publiques qui abordent des thématiques en lien avec le tarif ATRD6 des ELD de gaz naturel :

- la première, en date du 14 février 2019, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs ;
- la deuxième, en date du 27 mars 2019, concernait les premières orientations concernant la structure du tarif ATRD6 de GRDF, qui a vocation à s'appliquer également aux ELD, dont la grille dispose de la même structure que celle de GRDF ;
- la troisième, en date du 23 juillet 2019, concernait les conditions d'insertion du biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz et l'introduction d'un timbre d'injection ;

⁶ Délibération n°2020-010 du 23 janvier 2021 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

⁷ GreenAlp a fusionné, en mars 2018, avec le groupement de régies Elise qui comprenait notamment ESDB, l'ancienne régie de distribution de gaz de Villard-Bonnot, désormais intégrée au périmètre de GreenAlp.

⁸ 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 ATRD5 de Régaz-Bordeaux, R-GDS et Gaz de Barr, 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.

⁹ Délibération n°2018-028 du 7 février 2018 portant décision sur les règles tarifaires applicables à la gestion des nouveaux réseaux de distribution de gaz naturel.

- la quatrième, en date du 1^{er} octobre 2019, concernait le niveau des charges de GRDF à couvrir pour la période ATRD6 et le niveau du tarif en découlant, la structure tarifaire ainsi que le cadre de régulation tarifaire ;
- la cinquième, en date du 7 octobre 2021, concernait le niveau des charges des ELD à couvrir pour la période ATRD6 et le niveau du tarif en découlant ainsi que le cadre de régulation tarifaire.

Les réponses à ces consultations publiques sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE. Par ailleurs, après la cinquième consultation publique, la CRE a auditionné le SPEGNN, le syndicat professionnel représentant les ELD.

1.4 Enjeux pour la période du tarif ATRD6 des ELD

1.4.1 Principaux enjeux identifiés par les ELD

Les dossiers de demande tarifaire transmis par les ELD identifient des enjeux communs pour la période ATRD6 :

- une diminution durable de la consommation de gaz induite par les orientations de politique énergétique, qui nécessite selon les ELD d'augmenter les budgets alloués au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz et de travailler sur l'attractivité des métiers de la distribution de gaz afin de sécuriser à moyen terme les compétences nécessaires à leur activité ;
- le développement de la production et de l'injection de biométhane ;
- de nouveaux usages pour le gaz notamment sous forme de GNV ;
- des exigences croissantes en matière de sécurité industrielle, qui conduisent les opérateurs à renforcer leurs actions de sécurisation du réseau (par exemple, à travers la sécurisation des branchements, le remplacement des régulateurs de branchement, ou la résorption des canalisations en fontes pour prévenir les risques de corrosion) ;
- l'intégration dans les concessions de distribution de gaz des conduites montantes prévue par le projet de loi dite « 3DS », qui constitue pour les ELD exploitant aujourd'hui peu de conduites montantes, un enjeu financier et opérationnel important ;
- la mise en œuvre du déploiement des compteurs communicants.

1.4.2 Principaux enjeux identifiés par la CRE

La CRE a bien pris note des enjeux mis en avant par les ELD dans leurs demandes tarifaires. Dans la continuité du tarif ATRD6 de GRDF, la CRE identifie 5 enjeux pour l'élaboration du tarif ATRD6 des ELD.

Accompagner la transition énergétique et prendre en compte la baisse tendancielle des consommations

La prochaine période tarifaire (2022-2025) s'inscrit dans un contexte d'accélération de la transition énergétique, avec une baisse durable de la consommation de gaz recherchée par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et la réglementation environnementale. De nouveaux usages (véhicules GNV et bioGNV) devraient certes s'insérer dans ce contexte, mais de façon marginale à l'horizon du tarif ATRD6. Mécaniquement, à charges constantes, le coût unitaire par MWh de gaz distribué est donc sur une tendance haussière. Les charges font par conséquent l'objet d'une attention particulière de la CRE.

Dans cette optique, le tarif ATRD6 des ELD prévoit, comme pour GRDF, la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeuble - conduites montantes. Cette réduction de la durée d'amortissement participe, comme la maîtrise des nouveaux investissements, à réduire le risque de coûts échoués à long terme, dans la perspective de la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Maintenir un niveau de sécurité maximum du réseau de distribution de gaz

L'évolution de la réglementation relative à la sécurité des infrastructures et des installations de gaz appelle des efforts supplémentaires dans le maintien en conditions opérationnelles, la maintenance et le renouvellement du réseau. Le tarif ATRD6 permet aux ELD de mettre en œuvre la politique industrielle nécessaire au maintien d'un niveau de sécurité élevé.

Maîtriser les investissements tout en accueillant le biométhane

La perspective de baisse de la consommation de gaz accroît l'importance de la maîtrise des investissements. Pendant le tarif ATRD6, les investissements réalisés par les ELD devront donc répondre en priorité aux objectifs de sécurité du réseau et d'intégration du biométhane au meilleur coût.

Le tarif ATRD6 donne les moyens aux ELD de réaliser ces investissements, afin notamment de raccorder les producteurs de biométhane au réseau et de procéder aux adaptations des infrastructures induites. Ces nouveaux

investissements des gestionnaires de réseaux seront mis en œuvre, le plus possible, en mobilisant les ressources existantes.

Accompagner le bon déroulement des projets industriels des ELD tout en maîtrisant les coûts

Le déploiement des projets de comptage évolué sur le territoire des ELD, ainsi que l'intégration au périmètre des concessions des CICM de gaz en cas d'adoption de l'article 63 du projet de loi relatif à la différenciation, la décentralisation, la déconcentration et portant diverses mesures de simplification de l'action publique locale dite « 3DS », dans sa version telle qu'adoptée par le Sénat, représentent un enjeu industriel et financier significatif pour les ELD.

La réalisation de ces projets industriels doit se faire à un coût maîtrisé. A ce titre, la CRE veille à ce que les ELD exploitent autant que possible les synergies et pistes de mutualisation envisageables pour la réalisation de projets similaires.

Inciter les ELD à permettre le bon développement de la concurrence sur leur territoire

L'absence quasi-totale de concurrence sur le marché de masse constitue une faiblesse majeure sur le territoire des ELD.

Pour remédier à cette situation, la CRE a formulé dans sa délibération du 10 juin 2021¹⁰ des recommandations et des demandes aux ELD, qui portent notamment sur la modernisation et l'harmonisation de leurs systèmes d'information et doivent aboutir à la mise en place rapide de portails communs et de procédures efficaces et standardisées.

Le cadre de régulation incitative du tarif ATRD6 intègre ces enjeux, afin d'inciter les ELD à réaliser les actions nécessaires au développement de la concurrence sur leur territoire.

Dans leurs réponses à la consultation publique, les acteurs ont exprimé leur accord avec les enjeux identifiés par la CRE. En particulier, les répondants ont mis en avant la nécessité de veiller à maintenir un niveau de tarif raisonnable pour les consommateurs et à limiter les investissements pour éviter les coûts échoués, tout en donnant aux GRD les moyens financiers d'assurer qualité de service et sécurité. Plusieurs acteurs ont également mis en avant l'importance du raccordement des sites de production du biométhane et du projet de portail commun pour les fournisseurs.

2. CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE

Parmi les ELD de gaz naturel concernées par la présente délibération, seules les 9 ELD disposant d'un tarif spécifique ont une taille et une structure suffisantes pour justifier la mise en œuvre d'un cadre de régulation incitative. Ainsi, sauf exception prévue par la présente délibération, les dispositifs de régulation tarifaire décrits dans la présente partie concernent uniquement les ELD disposant d'un tarif spécifique (y compris Caléo).

2.1 Grands principes tarifaires

2.1.1 Détermination du revenu autorisé

Par la présente délibération, la CRE fixe le revenu autorisé prévisionnel de 8 des ELD disposant d'un tarif spécifique sur la période 2022-2025, sur la base du dossier tarifaire transmis par les ELD, de ses propres analyses et d'une étude de consultant externe. Le niveau de Caléo sera fixé plus tard au premier semestre 2022. En application de l'article L. 452-1-1 du code de l'énergie, le revenu autorisé 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) :

$$RA = CNE + CCN + CRCP$$

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.

¹⁰ Délibération de la CRE n° 2021-121 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.

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

2.1.1.1 Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation (CNE) se définissent comme les charges brutes d'exploitation (qui se composent principalement des consommations externes, des dépenses de personnel, des impôts et taxes) desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et les produits extratarifaires notamment).

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

2.1.1.2 Charges de capital normatives

Les CCN correspondent à la somme de l'amortissement des actifs constitutifs de la Base d'Actifs Régulés (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 (CMPC).

La CRE a décidé de ne pas modifier les principes de calcul de la BAR et de reconduire les modalités actuellement en vigueur, ce qui n'a pas soulevé de contestation lors de la consultation publique.

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

Les immobilisations en cours (c'est-à-dire les dépenses d'investissement immobilisées mais n'ayant pas encore donné lieu à mise en service d'actifs) ne sont pas rémunérées.

2.1.2 Rémunération des actifs et couverture des investissements

2.1.2.1 Modalités de calcul du taux de rémunération

La méthode retenue pour évaluer le taux de rémunération est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il aurait pu obtenir, par ailleurs, 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).

Les actifs présents dans la BAR au premier jour et au dernier jour d'une année N sont rémunérés sur une base annuelle. Les actifs entrants dans la BAR et les actifs sortant de la BAR au cours d'une année sont rémunérés à un taux semestriel.

2.1.2.2 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés

La valorisation du capital exploité par l'opérateur pour réaliser le service de distribution de gaz naturel prend en compte les actifs historiques et les prévisions d'investissement transmises par l'opérateur.

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 » ;
- ces valeurs brutes réévaluées sont ensuite amorties linéairement sur la base de la durée de vie économique des différentes catégories d'actifs (voir tableau ci-dessous). Les actifs mis en service en année N sont par convention réputés mis en service au 1^{er} juillet N et sont intégrés à la BAR de l'opérateur en année N+1 ;
- les terrains sont pris en compte sur leur valeur historique réévaluée non amortie.

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 2020 sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute. Les investissements prévus à partir du 1^{er} janvier 2021 sont pris en compte à leur valeur brute prévisionnelle

telle que communiquée par l'opérateur. Pour les ELD qui arrêtent leurs comptes en fonction de l'année gazière, ces dates sont respectivement le 30 septembre 2021 et le 1^{er} octobre 2021.

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.

La date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire a été fixée au 1^{er} juillet de chaque année et la date de sortie des actifs au 30 juin (respectivement 1^{er} avril et 31 mars pour les opérateurs en clôture décalée).

Une fois intégrée à la BAR, la valeur des actifs est actualisée selon la méthode suivante :

- les actifs sont réévalués au 1^{er} janvier de chaque année de l'inflation sur la période de juillet à juillet (respectivement sur la période d'avril à avril pour les opérateurs en clôture décalée). Pour cette raison, la CRE retient un CMPC réel n'incluant pas l'inflation. Depuis 2016, l'indice de réévaluation utilisé est l'indice 001763852 des prix à la consommation hors tabac, pour l'ensemble des ménages résidant en France ;
- 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 pour les principales catégories d'actifs sont les suivantes :

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

La seule évolution par rapport au tarif ATRD5 est la réduction de 45 ans à 30 ans de la durée de vie normative des branchements et conduites d'immeubles - conduites montantes à compter de 2022 (cf. § 3.1.3.3)

2.1.2.3 Traitement des actifs sortis de l'inventaire (coûts échoués, cessions d'actifs)

2.1.2.3.1 Traitement des coûts échoués

Dans le tarif ATRD5 des ELD, les actifs mis au rebut avant la fin de leur durée de vie économique sortent de la BAR et ne donnent lieu ni à amortissement, ni à rémunération.

La CRE a proposé, dans sa consultation publique du 14 février 2019, l'extension à l'ensemble des tarifs d'infrastructures régulées des principes de couverture des coûts échoués en vigueur dans le tarif ATRT. Les coûts échoués récurrents ou prévisibles sont couverts par une enveloppe annuelle dans la trajectoire tarifaire et il est prévu un examen au cas par cas des autres coûts échoués. La CRE a réitéré cette proposition dans sa consultation publique du 7 octobre 2021 concernant la période ATRD6 des ELD.

La majorité des fournisseurs s'est prononcée en faveur des principes de couverture des coûts échoués envisagés. Plusieurs gestionnaires d'infrastructures (dont les ELD qui ont réaffirmé cette position dans leurs dossiers de demande tarifaire et dans la réponse à la consultation publique) et leurs actionnaires sont toutefois défavorables à la mise en place d'une trajectoire pour les sorties d'actifs avant la fin de leur durée de vie comptable. Ils demandent la couverture complète via le CRCP, en raison du caractère non maîtrisable de certains de ces coûts dès lors qu'ils correspondent le plus souvent à des modifications d'ouvrages à la demande de tiers, ou à la destruction d'ouvrages, en particulier à la suite d'aléas climatiques.

La CRE a toutefois estimé que ces charges sont pour partie prévisibles (volume moyen d'ouvrages détruits à la suite d'aléas dont la durée de retour est faible et volume moyen de demandes de tiers de modifications d'ouvrages) et pour partie maîtrisables. De plus, les choix d'investissements et de maintenance des ELD de gaz peuvent leur permettre de limiter le volume d'immobilisations démolies.

En cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6 de GRDF, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, la CRE décide, pour la période du tarif ATRD6 des ELD de traiter les coûts échoués de la manière suivante :

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

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

2.1.2.3.2 Traitement des actifs cédés

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

En particulier, les actifs immobiliers, qui sont intégrés à la BAR, amortis et rémunérés pendant toute la durée de leur présence dans le patrimoine des opérateurs, peuvent générer une plus-value importante le jour de leur revente.

Dans sa consultation publique du 7 octobre 2021, la CRE a interrogé les parties prenantes sur le traitement à appliquer aux actifs cédés. La majorité des acteurs est favorable à la proposition de la CRE de prendre en compte une partie des plus-values réalisées par l'opérateur dans le tarif, considérant que les utilisateurs de réseau ont participé au financement des actifs cédés. Néanmoins, les ELD demandent que cette mesure ne s'applique qu'aux actifs mis en service à compter de l'entrée en vigueur du tarif ATRD6 des ELD. La CRE considère qu'il n'y a pas lieu d'accéder à la demande des ELD et de les traiter différemment des autres opérateurs.

Ainsi, en cohérence avec le dispositif retenu par la CRE dans les tarifs ATRT7, ATRD6 de GRDF, TURPE 6 HTA-BT et TURPE 6 HTB, la CRE retient, pour la période du tarif ATRD6 des ELD, le traitement des cessions d'actifs immobiliers ou de terrains suivant :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80% au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, tout en préservant une incitation pour les ELD de gaz à maximiser ce gain. Les ELD de gaz conservent ainsi 20% de la plus-value comptable ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par l'ELD de gaz concernée.

2.1.3 Principe du CRCP

Le niveau du tarif ATRD est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes. Un mécanisme de régularisation a posteriori, le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), a été introduit afin de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis (cf. § 2.3.3). Le CRCP protège en conséquence les opérateurs de la variation de certains postes de coûts ou de recettes. Le CRCP est également utilisé pour prendre en compte les incitations financières (bonus ou malus) résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le solde du CRCP est calculé au dernier jour de chaque année. Il est apuré du 1^{er} juillet de l'année N au 30 juin de l'année N+1 dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/- 2 %. En cas d'atteinte de ce seuil, le solde du CRCP non apuré au cours de l'année considérée est reporté à l'année suivante.

Afin d'assurer la neutralité financière de ce dispositif, un taux d'intérêt égal au taux sans risque pris en compte dans le calcul du CMPC s'applique au solde du CRCP (soit 1,7 %).

En outre, le solde du CRCP prévisionnel en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante et est apuré sur 4 ans.

2.2 Calendrier tarifaire

2.2.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans

Les tarifs définis dans cette délibération s'appliqueront pour une durée d'environ 4 ans, à compter du 1^{er} juillet 2022. Ils visent à couvrir les charges des exercices comptables 2022 à 2025. Ils évolueront annuellement, au 1^{er} juillet de chaque année, selon les modalités décrites au paragraphe 2.2.2 de la présente délibération.

Dans leurs réponses à la consultation du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire, les parties prenantes se sont déclarées favorables au maintien de cette durée de 4 ans, considérant, comme la CRE, qu'elle 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 performance.

Par ailleurs, l'ATRD6 prévoit une clause de rendez-vous, activable par chacune des ELD. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2024 et 2025) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues pour l'élaboration de l'ATRD6 se trouve modifié d'au moins 1 %.

2.2.2 Principes de l'évolution annuelle du tarif et homothétie tarifaire

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 Rf, 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.

Dans sa consultation publique du 7 octobre 2021, la CRE a proposé de conserver cette homothétie ainsi que la formule d'évolution annuelle actuellement en vigueur, basée notamment sur une prise en compte du solde du CRCP plafonnée à +/- 2%.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables à l'homothétie tarifaire. S'agissant de la formule d'évolution annuelle, les ELD demandent d'élargir le plafond du coefficient d'apurement du CRCP à +/- 3 %, considérant que cet élargissement permettra de réduire les soldes de CRCP en fin de période tarifaire. La CRE constate que cet élargissement n'est pas toujours favorable à un meilleur apurement du solde de CRCP sur la période tarifaire et décide par conséquent de conserver le plafond du coefficient d'apurement du CRCP à +/- 2%.

Par conséquent, le coefficient de niveau NIV de chaque ELD disposant d'un tarif spécifique évoluera 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 ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la présente délibération (cf. § 3.3).
- k_N est le facteur d'évolution de la grille tarifaire résultant de l'apurement du solde du CRCP ; il est compris entre + 2 % et - 2 %.

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 les modalités définies par la délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017¹¹ associées à une évolution à l'inflation.

En outre, la CRE se réserve la possibilité d'adapter en fonction des résultats, lors des évolutions annuelles du tarif ATRD6 des ELD, la régulation incitative de la qualité de service des ELD (cf. § 2.5).

2.2.3 Calcul du solde du CRCP au 1^{er} jour de l'année N

Le solde global du CRCP est calculé après la clôture définitive des comptes annuels de chaque ELD. Il est égal au montant à verser ou à déduire du CRCP au titre de l'année écoulée (année $N-1$) auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au dernier jour comptable de chaque année, en fonction de l'écart entre le réalisé, pour chaque poste concerné, et les montants de référence définis en annexe 2. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part étant déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

Les postes de charges et de recettes couverts pour tout ou partie au CRCP pour la période ATRD6 sont fixés au paragraphe 2.3.3 de la présente délibération. Les données comptables présentées par chaque ELD seront utilisées comme base des charges et produits réalisés pris en compte à travers le CRCP, quand cela est possible. Le cas échéant, la prise en compte des différents postes à travers le CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées. Les conséquences des audits conduits par la CRE seront prises en compte à travers le CRCP. Les éventuelles primes ou pénalités liées aux mécanismes de régulation incitative sont également prises en compte *via* le CRCP.

Le solde prévisionnel du CRCP au 1^{er} janvier 2022 (ou 1^{er} octobre 2021 pour les ELD clôturant leurs comptes le 30 septembre) est pris en compte pour l'élaboration des revenus prévisionnels de l'ATRD6 et sera apuré sur les 4 ans du tarif. La différence entre le solde définitif du CRCP (qui sera fixé après la clôture des comptes 2021 de chaque ELD) et le solde prévisionnel pris en compte dans la présente délibération sera apurée au travers de l'évolution tarifaire au 1^{er} juillet 2023. Les montants de référence et les taux de couverture permettant de calculer ce solde définitif sont définis dans la délibération du 21 décembre 2017 portant décision sur l'ATRD5 des ELD.

2.2.4 Calcul du coefficient k en vue de l'apurement du solde du CRCP

L'évolution du niveau tarifaire annuel, au 1^{er} juillet de l'année N , prend en compte un coefficient k qui vise à apurer, au 30 juin de l'année $N+1$, le solde du CRCP constaté au 1^{er} jour comptable de l'année N . Le coefficient k est plafonné à +/- 2 %.

Le coefficient k est déterminé chaque année de manière à ce que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir, dans la limite de son plafonnement, la somme des coûts à couvrir suivants :

- le revenu autorisé prévisionnel pour l'année N défini par la présente délibération, mis à jour de l'inflation et de l'évolution tarifaire de l'ATRD6 spécifique à l'ELD entre le 1^{er} juillet 2022 et le 1^{er} juillet de l'année N ;
- l'apurement prévisionnel du solde du CRCP, sur l'année N .

Les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période sont fondées sur des prévisions de nombre de consommateurs, de puissances souscrites et de volumes d'énergie acheminés détaillées dans l'annexe 2 de la présente délibération.

2.3 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

Le tarif ATRD5 des ELD prévoit que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis, font l'objet d'une incitation à 100 % : la CRE fixe une trajectoire pour la période tarifaire, et tout écart par rapport à cette trajectoire reste à la charge ou au bénéfice de l'ELD concernée.

¹¹ La délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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.

Au vu du bilan positif de cette régulation incitative sur les dix dernières années et de l'appréciation globale formulée dans le cadre des consultations publiques du 14 février 2019 et du 7 octobre 2021, la CRE reconduit ce principe pour l'ATRD6 des ELD.

Ainsi, à l'exception des postes de charges et recettes couverts en tout ou partie au CRCP, présentés au paragraphe 2.3.3 de la présente délibération, tout écart par rapport à la trajectoire fixée pour la période de l'ATRD6 restera à la charge ou au bénéfice des ELD.

2.3.2 Régulation incitative des investissements

2.3.2.1 Coûts unitaires des investissements dans les réseaux

Afin d'assurer l'optimisation des coûts des investissements dans les réseaux, le tarif ATRD5 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 la période ATRD6 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.

Le tarif ATRD4 des ELD avait quant à lui introduit un autre mécanisme d'incitation (pour Régaz-Bordeaux et R-GDS) et de suivi (pour les autres ELD) des coûts de leurs programmes d'investissements. Le tarif ATRD5 des ELD a adapté ce mécanisme pour les ELD desservant plus de 100 000 consommateurs (Régaz-Bordeaux et R-GDS) afin de suivre leurs coûts unitaires, selon les mêmes catégories d'ouvrages que GRDF. Le tarif ATRD5 des ELD a supprimé le suivi des d'investissements pour les 7 autres ELD disposant d'un tarif spécifique.

Le suivi des données de Régaz-Bordeaux et R-GDS, sur la période ATRD5, 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. Compte-tenu de ces analyses, la CRE a indiqué en consultation publique estimer ne pas disposer d'un historique suffisant pour introduire une incitation sur les coûts unitaires d'investissements dans les réseaux de Régaz-Bordeaux et R-GDS, mais a néanmoins proposé de maintenir le suivi des coûts unitaires d'investissements pour ces deux opérateurs.

La majorité des répondants à la consultation publique s'est déclarée favorable à cette proposition. La CRE maintient donc pour la période ATRD6 le suivi pour Régaz-Bordeaux et R-GDS des coûts unitaires d'investissements, pour les mêmes catégories d'investissement que la période ATRD5 (cf. annexe 5).

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

Dans le tarif ATRD5 des ELD, la CRE avait introduit un mécanisme de régulation incitative sur les investissements « hors-réseaux », comprenant notamment les actifs immobiliers et de véhicules. Ce mécanisme avait pour objectif d'inciter les ELD gazières à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation, sur le modèle du mécanisme mis en place pour GRDF dès la période ATRD5.

Dans la consultation publique, la CRE a proposé la suppression de ce mécanisme, considérant qu'il n'était pas adapté à la taille et aux enjeux financiers des ELD. La majorité des répondants se sont déclarés favorables à cette proposition.

Dès lors, compte tenu des faibles montants d'investissements hors-réseaux chez les ELD, la CRE supprime le mécanisme de régulation incitative sur les investissements « hors-réseaux » à compter de l'entrée en vigueur de l'ATRD6 des ELD.

2.3.2.3 Incitation spécifique à la maîtrise des investissements de GreenAlp

Dans un contexte marqué par une forte baisse des consommations de gaz dans le périmètre de desserte de cette ELD, GreenAlp prévoit toutefois une forte augmentation de ses investissements. La CRE a proposé en consultation publique d'introduire un mécanisme visant à 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. Ce mécanisme consiste à définir une enveloppe pluriannuelle, qui constitue un plafond qui s'il est dépassé générera le versement d'un malus :

- si la somme des dépenses d'investissements, nettes des subventions publiques ou privées, sur la période tarifaire est inférieure à cette enveloppe, aucun malus ni bonus ne sera appliqué à GreenAlp ;
- en revanche, si la somme des dépenses d'investissements sur la période tarifaire dépasse l'enveloppe, alors un malus, à hauteur de 20 % du dépassement, sera appliqué à GreenAlp via le CRCP. Néanmoins, les investissements intégreront la BAR à leur valeur réelle.

Lors de la consultation publique, les fournisseurs étaient globalement favorables à cette proposition et les opérateurs d'infrastructures défavorables à l'instauration de ce plafond.

La CRE décide néanmoins d'introduire un plafond d'investissements pour la période ATRD6, pour l'ensemble des investissements de GreenAlp, nets des subventions publiques ou privées, hormis ceux déjà incités via le dispositif de régulation incitative des investissements dans le cadre du projet de comptage évolué. Le montant du plafond retenu est présenté au paragraphe 3.1.3.2.

2.3.3 Couverture au CRCP de certains postes

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 au paragraphe 2.1.3 de la présente délibération, 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.

Dans la consultation publique du 14 février 2019, la CRE a rappelé les principes concernant l'incitation des différents postes de charges et de produits dans les tarifs d'infrastructures. Ainsi, l'intégration d'un poste au CRCP est notamment appréhendée à l'aune des deux axes suivants :

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

Ces principes ont été largement partagés par les contributeurs à la consultation publique.

Par ailleurs, le traitement tarifaire ne peut se résumer à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Ainsi, pour certains postes faiblement maîtrisables et/ou prévisibles, il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs.

Sur ce fondement, la CRE a proposé le périmètre du CRCP à retenir pour l'ATRD6 des ELD dans la consultation publique du 7 octobre 2021.

Une majorité de répondants à la consultation publique est favorable au périmètre du CRCP proposé par la CRE. Une partie des acteurs demande cependant des précisions concernant l'inclusion au périmètre du CRCP des charges relatives aux actions de développement de la concurrence sur le territoire des ELD.

Afin de favoriser le développement de la concurrence sur leur territoire, la CRE a demandé aux ELD de mener certaines évolutions SI (harmonisation de flux et création d'un portail commun notamment). Des discussions sont encore en cours entre les ELD et la CRE pour préciser les contours des évolutions ainsi que le calendrier prévisionnel. A l'issue de ces discussions qui doivent s'achever début 2022, les ELD pourront transmettre des estimations de coûts fiabilisées¹². La CRE analysera ces prévisions et fixera les trajectoires jugées efficaces pour la période 2022-2025.

Par ailleurs, un acteur s'interroge sur l'intégration au périmètre du CRCP des recettes liées aux souscriptions de capacité journalière et du terme proportionnel à la distance au réseau de transport. La CRE considère, d'une part, que les ELD ont peu de moyens pour influencer sur le niveau des capacités souscrites, ou la distance des consommateurs au réseau de transport et que, d'autre part, les efforts de maîtrise de la consommation de gaz de certains acteurs pourraient les conduire à diminuer leur souscription de capacité, et qu'il est ainsi pertinent d'inclure les termes tarifaires correspondants au CRCP.

Les postes inclus au périmètre du CRCP pour l'ATRD6 des ELD, de façon inchangée par rapport à l'ATRD5, sont les suivants :

- **pour les postes de charges et assimilés :**
 - les charges de capital « réseaux », prises en compte à 100 % ;
 - les charges relatives à la contrepartie versées 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 2017¹³, prises en compte à 100 % ;

¹² Incluant les éventuels coûts d'investissements dans le cas de GreenAlp.

¹³ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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.

- les charges générées par les impayés 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. § 3.1.4) ;
- les charges relatives aux pertes et différences diverses prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé. Contrairement à GRDF, les ELD ne seront pas incitées sur leurs pertes, cependant, la CRE introduit un indicateur de suivi sur ce poste (cf. § 2.5.2.1) ;
- **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 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 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 %. En effet, les revenus correspondants sont d'un montant significatif, les volumes de réalisation sont difficilement prévisibles et une part importante des coûts correspondants est générée par des dépenses d'investissement couvertes à travers le CRCP ;
 - les 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 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. § 2.5.2) ;
 - les incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative pour le développement d'un portail fournisseur pour les ELD concernées (cf. § 2.5.2) ;
 - les incitations financières générées par les projets de comptage évolué pour les ELD concernées (cf. § 2.7) ;
 - la CRE ne modifie pas la prise en compte des charges d'exploitation de R&D des opérateurs concernés. Ces charges font l'objet d'un traitement particulier (cf. § 2.6.1) : une trajectoire dédiée est déterminée pour la période tarifaire et en fin de période tarifaire, un bilan des montants effectivement dépensés par l'opérateur est effectué en prenant en compte l'inflation réelle. Si l'opérateur a dépensé moins que la trajectoire prévisionnelle, l'écart est restitué aux utilisateurs. Si l'opérateur a dépensé davantage que la trajectoire prévisionnelle, l'écart reste à la charge de l'opérateur.

La CRE étend le mécanisme du CRCP aux postes suivants :

- les charges de capital « hors réseaux », qui faisaient l'objet d'une régulation spécifique que la CRE propose de supprimer pour les ELD de gaz (cf. § 2.3.2.2), ces charges seront donc couvertes à 100 % au CRCP ;
- les plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains, prises en compte à 80 % au CRCP ;
- les coûts échoués ou les moins-values de cession traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture, couverts à 100 % au CRCP ;
- 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 ;
- les revenus perçus par les ELD au titre du terme tarifaire d'injection de biométhane, pris en compte à 100 % ;

- 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.
- les charges incitées relatives aux actions de développement de la concurrence sur le territoire des ELD¹⁴ (cf. § 2.6.3) ;
- les éventuelles pénalités générées par le mécanisme de régulation incitative sur l'innovation à l'externe (cf. § 2.6.3) ;
- pour GreenAlp, les incitations financières à la maîtrise des coûts d'investissements (cf. § 2.3.2.3).

2.4 Régulation incitative au développement de la concurrence

En juin 2021, la CRE a demandé aux ELD de gaz de faire converger leurs flux et webservices sur un modèle commun à ceux de GRDF et de développer un projet de portail commun, dont le calendrier de développement devra être présenté à la CRE avant la fin de l'année 2021, et ce afin de favoriser l'ouverture à la concurrence sur le territoire des ELD, encore largement insuffisante, notamment sur le segment résidentiel.

La CRE a proposé dans sa consultation publique du 7 octobre 2021 de mettre en place une régulation incitative permettant de suivre la mise en œuvre de ces actions en faveur du développement de la concurrence :

- en incitant, d'une part, les ELD à respecter les délais décidés en GT, pour la mise en place d'un portail fournisseur commun et l'harmonisation des flux et des webservices ;
- en exigeant un haut niveau de qualité de service en matière de changement de fournisseur.

Incitation à respecter les délais pour le portail commun et les flux et webservices

Les fournisseurs qui se prononcent y sont tous favorables. Les gestionnaires de réseaux actent la proposition de la CRE mais soulignent la nécessité d'avoir un consensus autour des actions faisant l'objet d'une régulation sur les délais, ainsi qu'une exonération de pénalités dans le cas où le non-respect des délais ne relève pas de la responsabilité des ELD. Ils regrettent par ailleurs l'asymétrie du dispositif qui ne prévoit pas de bonus possible. Enfin, un acteur souligne la potentielle « double peine » qui consiste à inciter l'harmonisation des flux et la mise en place du portail commun.

La CRE considère que la régulation envisagée ne constitue pas une double peine. En effet, les actions retenues par la CRE pour favoriser le développement de la concurrence sur le territoire des ELD, reposent bien sur deux types d'actions, non nécessairement liées entre elles : (i) l'harmonisation entre elles et avec GRDF de flux et de webservices, harmonisation qui pourra être engagée dès 2022 et (ii) développement d'un portail commun.

Dès lors, au vu des retours des autres acteurs, la CRE introduit une incitation sur le portail commun et les flux/webservices, en les intégrant au dispositif de régulation sur le respect des délais introduit par la présente délibération (cf. § 2.6.3).

Introduction d'une incitation sur le taux de changement de fournisseur réalisé dans les délais

Cet indicateur était uniquement suivi jusqu'à présent. Les gestionnaires de réseaux sont défavorables à son incitation ou s'interrogent sur l'objectif de 100%.

La CRE maintient l'introduction d'une incitation qui paraît cohérente avec la volonté de développer la concurrence sur ces territoires mais abaisse l'objectif du taux de changement de fournisseur réalisé dans les délais de 100% à 98%, pour le mettre en cohérence avec le taux de réalisation dans les délais des télé-opérations (dont une bonne partie correspond à des changements de fournisseur) fixé pour Enedis.

2.5 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. Elle constitue un pilier du cadre de régulation tarifaire, qui permet de s'assurer que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par les réseaux.

Dans sa consultation publique du 7 octobre 2021, la CRE a présenté un bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service des ELD sur la période ATRD5. La CRE y relevait que la qualité de service des opérateurs s'était améliorée dans les domaines d'importance particulière pour les utilisateurs des réseaux, malgré quelques disparités entre ELD. Dans leurs réponses, les acteurs de marché ont globalement partagé ce bilan positif et approuvé la démarche de la CRE concernant la poursuite d'objectifs ambitieux en matière de qualité de service tout

¹⁴ Incluant les éventuels coûts d'investissements dans le cas de GreenAlp.

en préconisant la suppression de certains indicateurs afin de simplifier le dispositif de la régulation incitative de la qualité de service.

2.5.1 Rappel et bilan du dispositif de régulation incitative dans le tarif ATRD5

Pour la période ATRD5, la CRE suit jusqu'à 16 indicateurs pour les ELD disposant d'un tarif spécifique, parmi lesquels entre 5 et 7 sont incités financièrement selon les ELD. Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance des ELD, en fonction du respect ou non de cet objectif, génère des bonus ou pénalités. Ces derniers sont par ailleurs plafonnés. Les résultats de ces indicateurs sont publiés par les ELD sur leurs sites internet en version publique. En complément, depuis 2016, chaque ELD élabore et publie sur son site internet un rapport annuel qui apporte un éclairage qualitatif sur les résultats des indicateurs de qualité de service. La liste détaillée des indicateurs pour chaque ELD sur la période ATRD5 est présentée en annexe.

Depuis 2010, l'amélioration de la performance des ELD leur a permis de bénéficier de bonus financiers variables au cours des années, selon les performances sur les indicateurs incités au regard des niveaux d'exigence demandés par la CRE. Plus précisément, sur la période ATRD5 des ELD, le montant global des incitations financières obtenues par les ELD est positif et croissant (hors 2020).

Entre 2018 et 2020, la performance des ELD sur les indicateurs incités financièrement s'est ainsi maintenue à un haut niveau de qualité de service, atteignant globalement les objectifs fixés par la CRE. La CRE relève sur la période ATRD5 des ELD :

- des bons résultats des ELD pour les indicateurs liés à la relation fournisseur et consommateur avec 6 ELD présentant un taux de réponse aux réclamations dans les délais égal à 100% ;
- des résultats satisfaisants des 5 ELD incitées pour assurer la disponibilité du portail avec des taux fluctuants autour de l'objectif de référence fixé à 99,5% ;
- une progression des résultats concernant le respect des délais de réalisation des prestations demandées pour 3 ELD (mises en service et mises hors service pour Régaz, R-GDS et GreenAlp) avec des objectifs globalement atteints sur la période ;
- une marge de progression concernant le taux de relevés semestriels (6M) sur index réels face aux évolutions très fluctuantes de certaines ELD pour cet indicateur (Régaz-Bordeaux, GreenAlp, Gedia et Veolia Eau) ;
- une dégradation conjointe des résultats en 2020 sur tous les indicateurs, en raison des effets de la crise sanitaire.

La régulation incitative de la qualité de service de l'ensemble des ELD a ainsi généré un bonus global d'environ 119 k€ sur la période 2018-2020, hors second trimestre 2020 pour l'indicateur de relève en application de la délibération n° 2021-105 du 25 mars 2021¹⁵. Cette bonne performance globale masque certaines disparités entre les performances des ELD.

2.5.2 Adaptation du dispositif pour la période tarifaire ATRD6

Globalement, sur les dernières périodes tarifaires, le suivi et l'incitation d'indicateurs de qualité de service a permis d'améliorer les performances des ELD dans les domaines ciblés. Pour rester efficaces, les indicateurs et les incitations associées doivent néanmoins évoluer de manière régulière, en fonction des résultats obtenus et des enjeux nouveaux qui apparaissent.

A ce titre, la CRE a proposé dans la consultation publique du 7 octobre 2021 de reconduire la régulation incitative de la qualité de service en l'adaptant notamment aux enjeux relatifs aux problématiques de transition énergétique et de développement de la concurrence sur le territoire des ELD.

2.5.2.1 Evolution du périmètre

Introduction de nouveaux indicateurs

Outre l'introduction d'indicateurs relatifs à l'ouverture à la concurrence sur le territoire des ELD (cf. § 2.4), la CRE a proposé, dans sa consultation publique, l'introduction du suivi de cinq nouveaux indicateurs en plus de ceux déjà existants, en cohérence avec les évolutions du tarif ATRD6 de GRDF :

- le délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane ;

¹⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 mars 2021 portant communication sur les effets pour l'année 2020 de la crise COVID-19 pour les opérateurs de réseaux.

- le nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations de biométhane ;
- les quantités de méthane émises dans l'atmosphère rapportées à l'énergie acheminée ;
- les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère rapportées à l'énergie acheminée ;
- les volumes de pertes rapportés aux quantités distribuées pour les ELD de gaz qui ont la responsabilité de leurs pertes.

Bien que certains acteurs aient exprimé une redondance entre l'indicateur relatif aux quantités de méthane et celui relatif aux émissions de gaz à effet de serre et demandé une mise en œuvre à compter de 2024 dans le cas où ces deux indicateurs seraient introduits simultanément, afin de laisser un temps de familiarisation aux ELD à ces indicateurs, la CRE considère les enjeux environnementaux comme étant trop importants pour ne pas introduire ces deux indicateurs dès 2022 et maintient ainsi la proposition exprimée dans la consultation publique. Le choix d'un suivi de ces indicateurs plutôt que d'une régulation incitative doit également permettre aux ELD de se familiariser avec ces derniers.

Un acteur s'interroge sur la pertinence du suivi du volume de pertes rapporté aux quantités distribuées pour les ELD de gaz qui ont la responsabilité de leurs pertes, en raison du fait que les montants des pertes et différences diverses (PDD, recouvrant notamment les pertes techniques et non-techniques sur le réseau de distribution) sont déjà inclus dans le périmètre du CRCP. Dans la mesure où la CRE souhaite avoir un suivi spécifique sur le volume de cet indicateur, la CRE maintient sa position exprimée durant la consultation publique.

Concernant l'introduction des indicateurs « Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane » et « Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane », un acteur a demandé que leur fréquence de calcul soit trimestrielle ou semestrielle et que leur fréquence de publication et de remontée à la CRE soit annuelle. Au vu de la faible volumétrie de ces indicateurs sur le territoire des ELD, la CRE retient une fréquence de calcul trimestrielle et une fréquence de publication et de remontée à la CRE annuelle.

Suppression d'indicateurs

Afin de ne pas trop alourdir le dispositif, dans sa consultation publique, la CRE a interrogé les acteurs sur la suppression de l'incitation relative au taux de disponibilité du portail fournisseur pour les ELD incitées à développer un portail fournisseur durant la période ATRD5.

La majorité des répondants y est favorable et propose d'ailleurs la suppression d'autres indicateurs afin que le nombre total d'indicateurs reste constant par rapport à la période ATRD5, en supprimant par exemple des indicateurs dont la volumétrie est faible.

La CRE retient pour la période ATRD6 des ELD :

- au vu des recommandations et demandes de la CRE relatives à la modernisation et l'harmonisation des systèmes d'information des ELD contenues dans sa délibération du 10 juin 2021 et qui doivent, notamment, aboutir à la mise en place rapide de portails communs :
 - pour les ELD qui disposent d'un portail fournisseur à l'issue de la période ATRD5 : le maintien de l'incitation et du suivi de l'indicateur relatif au taux de disponibilité du portail fournisseur jusqu'à la mise en place du portail commun ;
 - pour les ELD qui ne disposent pas d'un portail fournisseur à l'issue de la période ATRD5 : la suppression de l'incitation et du suivi de l'indicateur relatif aux taux de disponibilité du portail fournisseur, qui était initialement destiné à les inciter à développer leur propre portail ;
 - par ailleurs, une fois le portail commun développé, sa disponibilité devra également faire l'objet d'une incitation afin d'assurer un niveau de qualité de service satisfaisant pour les utilisateurs ;
- dans un contexte de déploiement de compteurs évolués, la suppression du suivi des indicateurs suivants :
 - taux d'absence au relevé des consommateurs de PCE 6M pour l'ensemble des ELD au tarif spécifique ;
 - taux d'index rectifiés pour Régaz-Bordeaux, Veolia Eau et Sorégies ;
 - nombre de prestations de vérification de données de comptage aboutissant à une correction d'index pour R-GDS, GreenAlp, Vialis, Caléo et Gaz de Barr ;

- taux d'interventions physiques pour vérification de données de comptage à la suite d'une relève pour Gedia et Sorégies.

2.5.2.2 Renforcement du dispositif

Pour le tarif ATRD6 des ELD, la CRE a proposé dans sa consultation publique de reproduire le mécanisme du tarif ATRD5 des ELD qui consiste à fixer un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur paierait une pénalité et au-dessus duquel il percevrait un bonus. Ce système permet à l'opérateur de rester mobilisé pour accroître sa performance quel que soit le niveau de performance atteint.

Par ailleurs, la CRE a proposé de fixer pour la période ATRD6, pour chaque indicateur incité durant la période précédente, un objectif de référence identique pour l'ensemble des ELD, fondé sur la moyenne pondérée des performances des ELD sur les deux années précédentes. Les répondants à la consultation publique se sont montrés globalement favorables à ces propositions. Au vu de ces retours, la CRE maintient les objectifs proposés dans sa consultation publique pour l'ensemble des indicateurs qui étaient déjà incités durant la période ATRD5 mais ramène l'objectif de l'indicateur relatif au taux de changement de fournisseur réalisé dans les délais à 98%.

Les indicateurs de qualité de service retenus pour la période ATRD6 ainsi que les incitations financières associées sont détaillés dans l'annexe 3 de la présente délibération.

2.6 Régulation incitative de l'innovation

2.6.1 Régulation de la R&D

Dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, la CRE attache une importance particulière au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des réseaux à la transition énergétique. Les gestionnaires de réseaux doivent pouvoir mener des projets de recherche et développement (R&D) et d'innovation, pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs et faire évoluer leurs outils d'exploitation de leurs réseaux. Ils se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

Le tarif ATRD5 de GRDF a introduit un dispositif, prolongé par le tarif ATRD6, destiné à donner à GRDF les moyens pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux de demain. Le tarif ATRD5 des ELD a introduit un dispositif similaire pour les ELD. Ce mécanisme de régulation incitative concerne les dépenses de R&D y compris les dépenses pour les projets de type « smart grids » et pré-études pour les projets de comptage évolué des ELD et s'appuie, pour l'ensemble des opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D 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, complété par un rapport public bisannuel.

Dans sa consultation publique, la CRE a proposé de maintenir ce dispositif et d'y introduire un principe de mutualisation des projets de R&D. A cet effet, la création d'enveloppes communes avait été proposée, pour certaines thématiques (hydrogène et biométhane notamment), répartie entre les différents participants aux projets à mutualiser.

Le retour des acteurs sur le principe de mutualisation est globalement positif, certains acteurs souhaiteraient même que seuls les projets mutualisés soient possibles. Certains acteurs expriment néanmoins des réserves concernant la mise en œuvre opérationnelle de cette mutualisation. La CRE considère que ces difficultés opérationnelles sont réelles et constituent un frein à la mise en place d'un tel mécanisme. La CRE décide donc de ne pas retenir le mécanisme de mutualisation proposé lors de la consultation publique. Néanmoins, la CRE considère que les travaux doivent se poursuivre afin d'accompagner les ELD dans une démarche de mutualisation de leurs programmes de R&D, lorsque cela est pertinent et opérationnellement réalisable. Les dépenses ainsi évitées seraient restituées aux consommateurs en fin de période ATRD6.

2.6.2 Projets de réseaux intelligents

Un guichet *smart grids* a été mis en place pour les opérateurs d'électricité et a été dupliqué pour GRDF, dans le cadre de son tarif ATRD6, leur permettant d'obtenir en cours de période tarifaire des financements supplémentaires, notamment pour leurs projets de démonstrateurs *smart grids*. Lors de la consultation publique la CRE a proposé d'étendre ce guichet aux ELD, en adaptant son seuil de déclenchement à la taille des ELD. Les acteurs sont favorables à cette proposition. La CRE décide de mettre en place le guichet *smart grids* pour les ELD.

Ainsi, les ELD pourront demander une fois par an l'intégration à leur trajectoire des surcoûts de charges d'exploitation liés à ce type de projets. Cette intégration sera 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 cas échéant, des mécanismes de régulation incitative associée à ces projets pourront être introduits.

2.6.3 Favoriser l'innovation à l'externe – Régulation sur les délais de mise œuvre des actions prioritaires

Dans le contexte de la transition énergétique, le champ des obligations législatives et réglementaires incombant aux gestionnaires de réseaux évolue. Dans ce cadre, lors de ses différentes délibérations ou rapports thématiques, la CRE a formulé un certain nombre de demandes aux opérateurs quant à la mise en place d'évolutions 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 rythme de progression des innovations. 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 énergétique et de ses usages.

Dans ce cadre, la CRE a mis en place dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT et du TURPE 6 HTB un dispositif de régulation incitative au respect des délais d'exécution par Enedis et RTE d'actions identifiées comme « prioritaires », qui repose sur une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif, un délai d'exécution associé à chacune de ces actions et le versement de pénalités en cas de non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis. Dans sa consultation publique du 7 octobre 2021, la CRE a proposé de mettre en place ce même mécanisme pour les ELD gaz. Une majorité des acteurs est favorable à la mise en place de ce mécanisme. La présente délibération introduit donc, pour la période ATRD6, un dispositif de régulation incitative au respect des délais d'exécution par les ELD d'actions identifiées par la CRE comme prioritaires et qui repose sur :

- une liste réduite d'actions prioritaires ayant vocation à intégrer le dispositif et pouvant être menées conjointement par plusieurs ELD : afin de disposer de la réactivité nécessaire à l'innovation, cette liste d'actions prioritaires ne sera pas figée en début de période tarifaire et pourra être alimentée pendant toute la période du tarif ATRD6 des ELD en cohérence avec des évolutions législatives et réglementaires, les chantiers prioritaires identifiés par la CRE et après consultation des acteurs de marché ;
- un délai d'exécution associé à chacune des actions, en fonction des textes de nature législative et réglementaire lorsque l'action est requise par ces textes, ou établi en concertation avec les ELD gaz et les acteurs de marché lorsqu'il s'agit d'actions en lien avec des chantiers jugés prioritaires par la CRE ;
- la non-réalisation de ces actions prioritaires dans les délais impartis, en ce qu'elle constitue un frein à un accès efficace aux réseaux et au bon fonctionnement du marché entraîne le versement d'une pénalité. Calculé de manière mensuelle, le montant de cette pénalité est progressif, afin de pénaliser plus fortement les retards importants. Les montants 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^{ème} 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^{ème} mois ;
 - le montant global de l'ensemble des pénalités versées par les ELD sera plafonné à 300 000 € par an¹⁶.
- une répartition des montants des pénalités entre les ELD aux tarifs spécifiques, lorsque les actions ayant vocation à intégrer ce mécanisme impliquent l'ensemble des ELD. La répartition des montants est détaillée en annexe 4.

Comme présenté au paragraphe 2.4, la CRE intègre à ce dispositif le projet de portail commun, ainsi que l'implémentation de flux communs validés en GTo SI GRD gaz, et l'implémentation de webservices communs validés en GTo SI GRD gaz. La CRE fixera les délais associés à l'exécution de chacune de ces actions au cours de l'année 2022, à l'issue des travaux menés au sein des groupes de concertation concernés.

2.7 Régulation incitative associée aux projets de comptage évolué des ELD

Parmi les 9 ELD disposant d'un tarif spécifique, à la suite de l'approbation des ministres en charge respectivement de l'énergie et de la consommation le 7 juin 2019, la CRE a fixé un cadre de régulation incitative associé aux projets

¹⁶ Afin de prendre en compte le niveau d'incitation initialement prévu pour les deux indicateurs relatifs à l'harmonisation des flux et des webservices, le montant plafond des pénalités est relevé.

de comptage évolué de deux ELD de gaz naturel, à savoir : Régaz-Bordeaux et GreenAlp, qui représentent respectivement 230 000 compteurs pour Régaz-Bordeaux et 45 000 compteurs pour GreenAlp.

Le cadre de régulation applicable à ces deux projets de comptage est défini dans les délibérations de la CRE n° 2020-39¹⁷ en date du 27 février 2020 et n° 2020-089¹⁸ en date du 7 mai 2020.

A la suite des travaux portant sur la mutualisation du déploiement des projets de comptage évolué sur le territoire des ELD¹⁹ de gaz (cf. § 3.1.4), R-GDS, représentant près de 105 000 compteurs, a indiqué à la CRE sa volonté de lancer le déploiement des systèmes de comptage évolué sur son territoire.

La CRE a organisé, du 4 février au 4 mars 2021, une consultation publique portant, d'une part, sur le projet de comptage évolué de R-GDS, et d'autre part, sur la mise en œuvre d'une régulation incitative pour l'ensemble des projets de comptage évolué des ELD disposant d'un tarif spécifique²⁰. Les acteurs ayant répondu à cette consultation sont, dans leur majorité, favorables à reprendre le cadre de régulation des projets de comptage existants pour les futurs projets de comptage des ELD.

Dans sa délibération du 25 mars 2021²¹, la CRE a présenté ses orientations sur les modalités de mise en œuvre d'une régulation incitative de l'ensemble des projets de comptage des ELD de gaz disposant d'un tarif spécifique. Dans une autre délibération du même jour²², la CRE a proposé, aux ministres chargés de l'énergie et de la consommation d'approuver le lancement du déploiement du projet de comptage évolué de gaz naturel de R-GDS.

Par ailleurs, à la suite de ces délibérations, la CRE a reçu 13 dossiers de projet de comptage évolué de gaz naturel entre les mois d'avril et de mai 2021, dont 5 venant d'ELD disposant d'un tarif spécifique qui sont : Caléo, Gaz de Barr, Gedia, Sorégies et Vialis.

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 vient, au travers de pénalités, diminuer cette prime. Au-delà d'un certain seuil de contre-performance, la rémunération des actifs de comptage sera réduite en deçà du taux de rémunération de base, dans la limite d'un plancher. Dans ce cadre, le montant total des pénalités versées par l'ELD au titre de la régulation incitative du projet de comptage évolué ne pourra pas excéder 300 points de base de rémunération.

En conséquence, les effets de la régulation incitative conduiront à un taux de rémunération moyen pour les investissements soumis à incitation compris entre [+ 200 pbs]²³ et [- 100 pbs] par rapport au taux de rémunération de base des actifs.

Un suivi régulier du projet tout au long du déploiement est prévu avec notamment :

- un suivi du respect des calendriers prévisionnels de déploiement du projet, impliquant 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 communicants, avec des pénalités/bonus en cas de dérive/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 ;

¹⁷ 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.

¹⁸ Délibération n° 2020-089 de la CRE du 7 mai 2020 portant projet de décision sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution GreenAlp.

¹⁹ Délibération n° 2020-120 de la CRE du 28 mai 2020 portant orientation sur la mutualisation du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel sur le territoire des entreprises locales de distribution de gaz naturel.

²⁰ Consultation publique n° 2021-01 du 4 février 2021 relative au projet de déploiement des compteurs évolués de gaz naturel du GRD R-GDS et au cadre de régulation incitative des projets de comptage évolué des ELD de gaz naturel disposant d'un tarif spécifique.

²¹ Délibération n° 2021-103 de la CRE du 25 mars 2021 portant orientation sur le cadre de régulation des systèmes de comptage évolué de gaz naturel des ELD disposant d'un tarif spécifique.

²² Délibération n° 2021-102 de la CRE du 25 mars 2021 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement du projet de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution R-GDS.

²³ Hors les éventuels bonus générés par la régulation de la performance du système de comptage.

- un suivi annuel de la performance des systèmes en termes de qualité du service rendu, dès le début de la phase de déploiement, avec des incitations financières en fonction de l'atteinte ou non d'objectifs prédéfinis.

Dans sa consultation publique du 7 octobre 2021, la CRE a présenté la déclinaison de ce cadre de régulation aux projets de régulation des projets de comptage évolué des ELD concernées et a interrogé les acteurs sur cette déclinaison.

Parmi les acteurs ayant émis des remarques sur le cadre, les ELD ont demandé la définition et l'application d'une clause de force majeure compte tenu des variations des prix des matières premières actuellement constatées. Dans les faits, cela reviendrait à élargir aux problématiques de prix de marché la clause actuelle de rendez-vous spécifique aux projets de comptage, qui permet de prendre en compte les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives, réglementaires ou de décisions juridictionnelles ou quasi juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur l'équilibre économique ou sur le calendrier de déploiement du projet de comptage évolué des ELD.

Par ailleurs, un acteur s'interroge sur la durée du calendrier des projets de Gaz de Barr et Gedia (5 ans) compte tenu du calendrier envisagé par Vialis (5 ans aussi) et dont le territoire de desserte est trois fois plus grand.

S'agissant de la demande d'une définition d'une clause de force majeure permettant d'activer la clause de rendez-vous en cas de fortes variations du prix des matériels, la CRE rappelle que l'approbation d'un projet de comptage évolué de gaz naturel se réalise en deux temps : la proposition d'approbation par la CRE aux ministres d'une part, puis l'approbation effective par les ministres d'autre part. Ainsi, bien qu'elle partage les craintes des ELD vis-à-vis des tensions sur le marché des matières premières, la CRE estime que les ELD auront davantage de visibilité lors de l'éventuelle approbation par les ministres, précédant la fixation définitive, par la CRE, du cadre de régulation incitative. La CRE considère par ailleurs que cette clause pourrait avoir un effet désincitatif sur la négociation des prix par les ELD. En conséquence, la CRE décide de ne pas définir de clause de force majeure à ce stade.

Enfin, s'agissant du calendrier de déploiement proposé par Gaz de Barr et Gedia par rapport à celui de Vialis, ces trois ELD étant proches géographiquement, la CRE estime qu'au contraire, les synergies prévues entre ces trois opérateurs permettra de mener ces projets de manière plus efficace.

Ainsi, pour chaque ELD concernée par le projet de déploiement de compteurs évolués, le cadre de régulation incitative associé est présenté en annexe 6.

3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET TRAJECTOIRES D'ÉVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DES ELD

3.1 Niveau des charges à couvrir

3.1.1 Demande tarifaire des ELD

Dans leurs dossiers tarifaires respectifs, les ELD ont formulé leur demande d'évolution tarifaire avec une première marche tarifaire au 1^{er} juillet 2022, puis en suivant les hypothèses d'inflation suivantes, qui avaient été fournies par la CRE :

En %	2021	2022	2023	2024	2025
Inflation	0,60 %	1,00 %	1,20 %	1,50 %	1,50 %

Le tableau ci-dessous présente les évolutions de charges qui correspondent à la demande des ELD au 1^{er} juillet 2022²⁴. Les demandes des ELD ont été formulées sur la base d'un coût moyen pondéré du capital (CMPC) égal à 4,65 % (réel avant impôts).

ELD	Evolution des charges annuelles moyennes à couvrir entre la période 2022-2025 et le réalisé 2018-2020	
	Toutes charges comprises	Hors charges associées aux projets de comptage évolué
Régaz-Bordeaux	+ 10%	+ 7%
R-GDS	+ 18%	+ 14%
GreenAlp	+ 24%	+ 16%
Vialis	+ 20%	+ 15%
Gedia	+ 21%	+ 16%
Gaz de Barr	+ 18%	+ 13%
Veolia Eau	+ 12%	+ 12%
Sorégies	+ 15%	+ 9%

Les évolutions de charges demandées sont très variables d'une ELD à l'autre. Toutes les ELD présentent une hausse dans leur demande tarifaire allant de +10 % à +24 %.

3.1.2 Charges d'exploitation (hors projets de comptage évolué)

3.1.2.1 Démarche retenue par la CRE et trajectoire d'inflation

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 ATRD5 doit être pris en compte pour établir le tarif ATRD6, 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 2020 et en décomposant chaque poste de la matrice tarifaire au premier euro. Néanmoins, le contexte de crise sanitaire a pu fausser le niveau réalisé en 2020 ce qui justifie, pour certains postes, de retenir pour la comparaison un niveau de référence différent du dernier réalisé (par exemple, le réalisé de 2019 ou la moyenne observée sur 2018-2020).

La CRE a sollicité le cabinet Schwartz & Co pour effectuer un audit des charges nettes d'exploitation des ELD de gaz. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2021. Les rapports de l'auditeur, fondés sur la demande initiale des ELD de gaz, sont publiés en même temps que la présente délibération.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation des ELD gaz ainsi que de ses charges d'investissements « hors réseaux » constatés lors de la période ATRD5. Il analyse

²⁴ Inflation revue des dernières prévisions du FMI.

également en détail les éléments prévisionnels présentés par les opérateurs pour la période tarifaire à venir (période 2022-2025). 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 (2018-2020) et prévisionnelles (2022-2025) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRD6.

Les analyses de l'auditeur et de la CRE ont porté sur les dossiers tarifaires transmis par les ELD. Toutefois, conformément à ce qu'elle avait indiqué dans sa consultation publique, la CRE a ajusté l'hypothèse d'inflation pour les années 2020 et 2021 sur la base du projet de loi de Finances pour l'année 2021, et sur la base des dernières prévisions du FMI pour les années 2022 et 2024. L'ensemble des trajectoires présentées ci-après sont corrigées de cette nouvelle trajectoire d'inflation :

Inflation prévisionnelle retenue dans la délibération	2021	2022	2023	2024	2025
	2,00%	1,60%	1,20%	1,30%	1,20%

3.1.2.2 Demande des ELD

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

Hors comptage évolué, seul Régaz-Bordeaux demande une trajectoire de CNE en baisse par rapport au niveau réalisé sur la période ATRD5²⁵, qui s'explique principalement par une relative stabilité des charges de personnel et des impôts et taxes mais également par une hausse de la production immobilisée.

Pour les autres ELD, l'évolution à la hausse des charges d'exploitation repose principalement sur :

- les charges de personnel ;
- les consommations externes et plus particulièrement les services extérieurs entretien et maintenance.

Les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation (hors comptage évolué) présentées par les ELD pour la période ATRD6 2022-2025 sont les suivantes :

Charges nettes d'exploitation demandées (k€courants)	Réalisé 2019	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	30 327	31 279	31 102	31 472	31 723
R-GDS	19 536	22 836	22 173	22 541	22 883
GreenAlp ²⁶	7 665	8 266	8 622	9 018	9 217
Vialis	4 520	4 993	5 532	5 755	5 969
Gedia	2 827	3 378	3 435	3 538	3 578
Gaz de Barr	2 532	2 637	2 756	2 840	2 902
Veolia Eau	1 715	1 912	1 994	2 041	2 098
Sorégies	758	839	661	1 077	1 037

La CRE a demandé aux ELD une mise à jour de leurs demandes tarifaires pour fin juin 2021, 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. Seul R-GDS a fait une

²⁵ Hors année 2020 afin de neutraliser l'impact de la crise sanitaire

²⁶ Y compris dépenses sur le périmètre de Villard-Bonnot.

demande de mise à jour de son dossier tarifaire, ces mises à jour sont comprises dans les trajectoires présentées ci-dessus.

Ces trajectoires n'intègrent pas les coûts d'exploitation prévisionnels liés aux projets de comptage évolués de R-GDS, Vialis, Gedia, Gaz de Barr et Sorégies, dont le début du déploiement est prévu pendant la période tarifaire ATRD6 des ELD, ni celles associées aux projets de comptage de Régaz-Bordeaux et GreenAlp, dont le déploiement est déjà en cours. Ces trajectoires sont présentées au paragraphe 3.1.4.

3.1.2.3 Analyse de la CRE

Les demandes des ELD ont fait l'objet d'une analyse par l'auditeur Schwartz & Co, mandaté par la CRE. Les travaux d'audit se sont déroulés entre avril et juillet 2021.

Pour rappel, les ajustements préconisés par l'auditeur étaient 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. Les principaux ajustements spécifiques à chaque ELD sont présentés en annexes ;
- 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 et sont présentés ci-après.

Par ailleurs, en complément des ajustements de l'auditeur, la CRE avait proposé lors de la consultation publique des ajustements complémentaires sur deux postes différents :

- les budgets de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel pour lesquelles deux solutions étaient envisagées :
 - une trajectoire nulle et donc un ajustement total du montant demandé par les acteurs, ou ;
 - un recentrage des budgets sur l'animation de filière et la suppression, le plus rapidement possible, des installations fonctionnant au fioul ou au charbon.
- les budgets de R&D pour lesquels la CRE proposait dans la consultation publique de procéder à un ajustement de mutualisation des budgets de R&D. Cet ajustement complémentaire, comme détaillé en 2.5.1, n'est finalement pas retenu par la CRE.

De manière générale sur les trajectoires d'ajustement proposées dans la consultation publique, les acteurs se sont assez peu prononcés, notamment sur les ajustements proposés par le consultant. Certains considèrent qu'il est difficile d'émettre un avis sans connaître les orientations finales sur les différents ajustements. Les éléments de réponse concernant les ajustements complémentaires proposés par la CRE sont détaillés plus bas dans cette partie.

L'analyse finale de la CRE à la suite du retour des acteurs et des échanges avec les ELD est présentée ci-dessous :

[Intégration des conduites d'immeuble - conduites montantes \(CICM\) dans les concessions des ELD :](#)

Le projet de loi dite « 3DS » tel qu'adopté par le Sénat prévoit en son article 63 de transférer la propriété de l'ensemble des CICM aux collectivités territoriales propriétaires des réseaux publics de distribution de gaz. Ces CICM seraient donc amenées à intégrer le périmètre du réseau exploité par les ELD.

Sur la période ATRD6 des ELD, cette éventuelle intégration au périmètre du réseau exploité impliquerait de recenser les ouvrages et d'intégrer les données dans un outil de suivi, puis, à plus long terme de contrôler, d'entretenir voire de renouveler les conduites montantes, et donc de procéder aux études et au suivi des travaux associés. Cela occasionnera donc des OPEX (coûts de personnel, fournitures industrielles, prestations externes) et des CAPEX associés aux actifs concernés.

Les ELD seraient inégalement touchées par cette mesure, certaines exploitant déjà l'intégralité des CICM au périmètre de leur concession (ex : Régaz-Bordeaux), d'autres devant en intégrer la majorité.

En tenant compte de la disparité des situations, l'auditeur a procédé à une analyse comparative des coûts d'intégration et d'exploitation de CICM entre les différentes ELD, ce qui l'a conduit à recommander un coût unitaire de 100€/CICM pour GreenAlp qui connaît déjà une partie de son parc de CICM, et supportera donc des coûts de reconnaissance plus faibles que d'autres ELD, et de 150€/CICM pour Gedia et Gaz de Barr. Ces ajustements tiennent compte à la fois de la taille du parc à intégrer pour chacune des ELDs et de la nature des actions à réaliser

sur la période ATRD6. GreenAlp (ajustement de - 16 €/CICM, soit -14% du coût unitaire du projet), Gedia (-150 €/CICM, soit -50%) et Gaz de Barr (-45 €/CICM, soit -23%) ont été ajustées sur la base de cette analyse.

L'auditeur a ensuite ventilé ces ajustements sur les postes impactés (charges de personnel, prestations externes, fournitures industrielles...).

La CRE maintient ces ajustements et tient à souligner qu'il existe une incertitude sur la date d'entrée en vigueur du projet de loi dite « 3DS » et que son contenu n'est pas encore figé, dans la mesure où le projet de loi est encore en cours d'examen à l'Assemblée nationale. A ce titre, la CRE met en place un dispositif spécifique pour la couverture des charges liées aux CICM, tenant compte de ces incertitudes : les budgets alloués seront ainsi récupérés en fin de période dans le cas où l'intégration des conduites ne serait finalement pas retenue par le législateur.

Installation de dispositifs de protection des branchements existants (DPBE) :

Le projet d'installation de dispositifs de protection des branchements existants (DPBE) résulte d'une recommandation du rapport ministériel de janvier 2020 sur « la sécurité des réseaux de distribution de gaz naturel » et est repris par le projet de modification de l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz. Il prévoit l'installation de DPBE sur l'ensemble des branchements existants pour limiter les risques d'incidents liés à des déboîtements de viroles.

Pour les ELD, cela suppose d'engager ou de poursuivre la géolocalisation des branchements en classe A, correspondant au niveau de précision le plus élevé, et de poser des DPBE sur l'ensemble de ces branchements au périmètre de leurs concessions. Cela donne lieu à des renforcements d'effectifs, à l'achat de DPBE, et le cas échéant à des investissements dans des logiciels spécifiques.

À la suite d'une analyse comparative, l'auditeur a validé les coûts de projets de la plupart des ELD et recommandé un coût unitaire du projet à 250€/DPBE pour GreenAlp et Régaz-Bordeaux. Ce montant correspond d'après l'auditeur aux bornes hautes acceptables au regard de l'historique des coûts supportés par l'ensemble des ELD. L'auditeur a ensuite ventilé cet ajustement sur les postes impactés chez GreenAlp (ajustement de -120k€ du coût du projet sur la période, soit -67%) et Régaz-Bordeaux (-620k€, soit -20%). Il convient de noter que pour Régaz-Bordeaux, ces dépenses sont intégrées dans les investissements réseaux, hors charges d'exploitation, car l'opérateur les comptabilise comme CAPEX et que l'auditeur n'a pas contesté cette pratique.

La CRE maintient ces ajustements.

Charges de personnel :

En complément d'ajustements spécifiques à chaque ELD, concernant par exemple sa trajectoire d'effectifs, l'auditeur a 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 ATRD6 ont été ajustés par l'auditeur pour retenir une valeur correspondant à la moyenne du taux de GVT+ pour toutes les ELD sur la période 2018-2020, soit 2,20%. Cela se traduit par un ajustement du GVT pour 6 ELD, et un ajustement global de leurs rémunérations principales de 330 k€/an en moyenne.

La CRE maintient ces ajustements.

Impôts et taxes :

L'auditeur a vérifié la bonne prise en compte de la décroissance de 50% du taux d'imposition sur les taxes foncières, la cotisation foncière des entreprises (CFE) et la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises (CVAE) à partir de 2021, conformément à la loi de finances de 2021 suite à la crise sanitaire. Le cas échéant, il a ajusté les trajectoires des opérateurs en ce sens. Toutes les ELD ont été ajustées à la suite de cette analyse.

La CRE maintient ces ajustements.

Analyse de la productivité des opérateurs :

En complément de l'analyse poste à poste, l'auditeur a apprécié les charges et produits sur la base d'une analyse globale des CNE, en mesurant l'évolution de la productivité globale de chaque ELD au travers des CNE par kilomètre (km) de canalisation. L'auditeur a comparé le niveau de productivité réalisé sur la période 2018-2020 aux niveaux de productivité prévisionnels correspondant aux demandes tarifaires des ELD, ainsi qu'à la proposition ajustée de l'auditeur (à périmètre d'activité constant²⁷).

Les ELD ont contesté ces ajustements, qu'elles jugent redondants avec les ajustements poste à poste du consultant. Elles contestent également la référence historique retenue et l'étendue du périmètre d'activité constant.

²⁷ L'auditeur a notamment retraité des CNE l'effet des charges associées à l'intégration des CICM, à l'installation des DPBE, aux impayés et aux recettes non incitées.

En particulier, Veolia Eau a fourni des éléments précis pour attester de sa situation de sous-effectifs en 2019, qui impacte fortement les ajustements réalisés par l'auditeur.

La CRE a décidé de modifier la méthodologie utilisée par l'auditeur pour définir le niveau de cet ajustement. En effet, bien que la CRE considère la cible de performance de 2025 comme pertinente, elle estime que l'ajustement qui en résulte doit être :

- corrigé des ajustements retenus par la CRE sur les budgets de R&D et de développement clients et non pris en compte par le consultant dans son analyse, pour éviter une redondance ;
- ajusté pour une plus grande progressivité dans la démarche d'efficacité. Ainsi, la CRE décide de faire débiter les ajustements d'efficacité en 2023 de façon à permettre aux ELD de mettre en place des actions spécifiques.

Concernant le cas particulier de Veolia Eau, la CRE a recalculé l'ajustement d'efficacité afin de tenir compte des éléments de l'opérateur, ce qui conduit, une fois la redondance avec les ajustements sur le développement corrigée, à annuler l'ajustement d'efficacité de Veolia Eau. L'ajustement d'efficacité concerne donc deux ELD, Gedia pour un ajustement de -214 k€ sur la période ATRD6 et GreenAlp pour un ajustement de -648 k€ sur la période.

Analyse sur les budgets de développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz naturel :

L'ensemble des acteurs du gaz s'est montré défavorable à l'option de la suppression des budgets de développement, en mettant en avant l'intérêt environnemental des actions de conversion fioul-gaz mais également une volonté forte d'animation de filière afin de limiter une baisse des consommateurs qui impliquerait une hausse des coûts pour les utilisateurs du réseau. Quelques fournisseurs ont répondu favorablement à cette option de suppression soulignant le caractère polluant du gaz et l'existence de solutions décarbonées.

Sur le recentrage des budgets de développement, les acteurs gaziers émettent un avis favorable. Néanmoins, certaines réserves sont exprimées concernant les ajustements réalisés sur les dépenses de communication non liées au développement du nombre de consommateurs, et les budgets d'animation de filière pour les nouveaux usages.

Après analyse des retours des acteurs, considérant le risque de coûts échoués à long terme dans un contexte de baisse de la consommation de gaz mais également le risque d'augmentation forte du tarif en cas de baisse rapide du nombre de consommateurs raccordés au gaz, la CRE retient l'option de recentrage du dispositif avec toutefois un ajustement du périmètre des dépenses retenues par rapport à la proposition de la consultation publique.

- Concernant les actions de développement, la CRE retient :
 - les actions de conversion fioul-gaz, conformément à ce qui avait été accordé à GRDF ;
 - la moitié des budgets d'animation de filière fléchés vers les nouveaux usages, et notamment la mobilité, qui avaient également été accordés à GRDF.
 - la CRE ne retient notamment pas les budgets d'animation de filière dans le neuf, ou pour la fidélisation de clients existants, compte tenu des faibles marges de manœuvre induites par la RE2020.
- Concernant les budgets de communication, les éléments fournis au stade de la consultation publique ne permettaient pas toujours d'isoler, au sein des dépenses de communication, celles qui étaient liées à la promotion du gaz, ce qui avait conduit à proposer leur suppression totale. Néanmoins, il paraît légitime d'accorder aux ELD un budget de communication institutionnelle, comme à toute autre entreprise, à condition qu'il soit suffisamment justifié et cohérent avec la taille de l'ELD. Compte-tenu des éléments supplémentaires fournis par les ELD, la CRE a décidé de ne pas retenir les budgets destinés à promouvoir le développement du gaz et de retenir la moitié des budgets de communication institutionnelle restante.

Les montants retenus au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz naturel (hors budgets de communication) sont les suivants :

	Budget développement retenu (k€/an)
Régaz-Bordeaux	118
R-GDS	482
GreenAlp	0
Vialis	46

Gedia	18
Gaz de Barr	17
Veolia Eau	6
Sorégies	51

La CRE s'assurera que les montants dépensés par les ELD respectent les orientations de la CRE. A cet effet, les dépenses de développement seront auditées en fin de période ATRD6 et reprises en cas de non-conformité.

La CRE conserve les ajustements de R&D initialement proposés par l'auditeur, auxquels s'ajoute l'ajustement sur le projet d'hydrogène de Gedia qui ne fait pas parti du périmètre d'un gestionnaire de réseau. Les montants retenus sont minorés des subventions obtenues :

	Budgets R&D retenus (k€/an)
Régaz-Bordeaux	69
R-GDS	394,1
GreenAlp	42,2
Vialis	32,9
Gedia	15,2

3.1.2.4 Synthèse

A titre de synthèse, les tableaux suivants présentent la trajectoire des charges nettes d'exploitation (hors comptage évolué) et des ajustements retenus par la CRE pour le tarif ATRD6 :

Charges nettes d'exploitation ATRD6 (moyenne annuelle en k€ _{courant})	Demande de charges nettes d'exploitation des ELD (moyenne annuelle en k€ _{courant})	Charges nettes d'exploitation retenues par la CRE ATRD6 (moyenne annuelle en k€ _{courant})	Montant des ajustements retenus par la CRE (moyenne annuelle en k€ _{courant})
Régaz-Bordeaux	31 394	30 017	- 1 377
R-GDS	22 609	21 097	- 1 511
GreenAlp	8 781	8 237	- 544
Vialis	5 562	4 827	- 735
Gedia	3 482	3 222	- 260
Gaz de Barr	2 784	2 691	- 93
Veolia Eau	2 011	1 985	- 27
Sorégies	903	762	- 141

3.1.3 Calcul des charges de capital normatives

3.1.3.1 Coût moyen pondéré du capital (CMPC)

Pour les tarifs ATRD6, les ELD ont effectué une demande de taux de rémunération de la BAR de 4,65 % réel avant impôt. A l'appui de leur demande, elles ont fait réaliser par un consultant externe une étude sur le coût moyen pondéré du capital pour les ELD gazières durant la période tarifaire ATRD6.

Dans le cadre des travaux ATRD6 des ELD, la CRE a réexaminé les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du coût du capital des tarifs ATRD5 en vigueur ainsi que ceux du tarif ATRD6 de GRDF décidé pour les années 2020-2023. Elle a reçu les représentants des ELD accompagnés de leur consultant lors d'une réunion de travail sur le taux de rémunération applicable à la BAR des ELD et a auditionné à plusieurs reprises les ELD.

Au vu des éléments précédents et après analyse de la demande des ELD, la CRE a proposé dans la consultation publique un taux de rémunération de 4,02 % (réel, avant impôt) pour rémunérer la base d'actifs régulés des ELD

sur la période ATRD6. Cette valeur est cohérente avec le taux de rémunération des actifs retenu pour le tarif ATRD6 de GRDF (4,10 %, réel, avant impôt) tout en prenant en compte i) les conditions applicables aux ELD concernant la déductibilité fiscale des charges financières nettes et ii) les modifications du niveau du taux normal d'imposition sur les sociétés intervenues depuis la décision ATRD6 de GRDF.

Parmi les contributeurs de la consultation publique, les réactions à cette proposition de CMPC ont été partagées. Alors que les associations professionnelles et les fournisseurs ont globalement accueilli favorablement la proposition, les ELD s'opposent à la proposition de la CRE, arguant que celle-ci ne tient pas compte de la taille des ELD relativement à GRDF. Dans un contexte de forte baisse des taux et par souci de continuité de ses méthodes, la CRE décide cependant de retenir le CMPC proposé dans la consultation publique, à 4,02 %.

Les estimations retenues par la CRE pour chacun des paramètres intervenant dans le calcul du CMPC utilisé dans le tarif ATRD6 des ELD figurent dans le tableau ci-dessous :

Paramètres du CMPC ATRD6 des ELD de gaz	
Taux sans risque nominal (TSR)	1,70%
Spread de la dette	0,90%
Bêta de l'actif	0,48
Bêta des fonds propres (β)	0,84
Primes de risque de marche (PRM)	5,20%
Lever (dette/ (dette + fonds propres)) (g)	50%
Taux d'impôt sur les sociétés (IS)	25,83%
Déductibilité fiscale des charges financières (DFCF)	100%
Coût de la dette (nom., avant IS)	2,60%
Coût des fonds propres (nom., avant IS)	8,2%
CMPC (nominal, avant IS)	5,38%
Inflation	1,30%
CMPC (réel, avant IS)	4,02%

Le CMPC est calculé par application des formules suivantes :

$$CMPC_{nom,avant IS} = (TSR + Spread) * g * \frac{1 - DFCF * IS}{1 - IS} + \frac{TSR + \beta * PRM}{1 - IS} * (1 - g)$$

$$CMPC_{réel,avant IS} = \frac{1 + CMPC_{nom,avant IS}}{1 + Inflation} - 1$$

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le CMPC du tarif ATRD5, les principales modifications, en ligne avec l'évolution des données macro-économiques et financières, portent notamment sur l'évolution du taux sans risque, du bêta des actifs et de la fiscalité :

- Le taux sans risque retenu s'établit à 1,7 %, en retrait de 110 points de base par rapport à celui retenu pour la période tarifaire ATRD5 (2,8 %). Cette baisse est justifiée par la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt. La méthode retenue par la CRE pour estimer le taux sans risque applicable dans le calcul du CMPC du tarif ATRD6 est inchangée par rapport à celle retenue pour le tarif ATRD5.
- La CRE appuie sa décision relative à la valeur du taux sans risque sur l'observation des rendements des obligations de l'Etat français (« OAT »), considérés comme les placements les moins risqués, sur une période de 10 ans, et pour des OAT de maturité 10 ans. Ces paramètres, utilisés pour l'ensemble des tarifs d'infrastructures régulées, avaient conduit à fixer le taux sans risque à 2,8 % dans le tarif ATRD5. La maturité de 10 ans de l'OAT est la plus couramment utilisée par les régulateurs sectoriels. Une période d'observation de 10 ans de l'OAT de maturité 10 ans permet par ailleurs de prendre en compte les évolutions des marchés financiers, tout en maintenant une relative stabilité et une prévisibilité des conditions de rémunération des infrastructures d'énergie en France.

- Le bêta de l'actif est fixé à 0,48, en hausse de 0,08 relativement au tarif ATRD5 des ELD. La CRE appuie sa décision relative à la valeur du bêta de l'actif sur les observations de marché et les bêtas de l'activité des opérateurs gaziers en Europe. Elle prend également en considération les incertitudes sur les perspectives du gaz à long terme en France, compte tenu notamment des anticipations de baisse des consommations de gaz envisagées dans le cadre de la PPE, et du risque de coûts échoués. Si les risques respectifs des activités de transport et de distribution demeurent encore légèrement différents, la CRE estime que l'écart de risque entre ces deux activités s'est réduit depuis la précédente période.
- Concernant le taux d'imposition sur les sociétés, le projet de loi de finances 2022 modifie le taux normal d'imposition sur les sociétés à partir de 2022 à 25,83%, en incluant les contributions sociales sur l'impôt. Ce taux s'appliquera uniformément.
- Concernant la déductibilité fiscale des charges financières nettes, la faculté des ELD de déduire fiscalement l'intégralité de ces charges en application des dispositions de l'article 212 bis du Code général des impôts est également prise en compte.

3.1.3.2 Investissements (hors projets de comptage évolué)

La CRE retient pour l'ensemble des ELD, à l'exception de GreenAlp, les dépenses d'investissements prévisionnelles figurant dans la demande des ELD. Pour GreenAlp, en lien avec la mise en place d'un plafond d'investissement (cf. § 2.4), la CRE a légèrement ajusté à la baisse les investissements hors réseaux (cf. ci-dessous). Les dépenses d'investissements prévisionnelles (hors projet de comptage évolué) pour la période 2022-2025 retenues pour le calcul des charges de capital sont les suivantes :

Dépenses d'investissements prévisionnelles (k€ courants hors comptage)	2022	2023	2024	2025	Moyenne 2022-2025
Régaz-Bordeaux	15 178	16 420	19 296	18 495	17 347
R-GDS	16 065	13 094	11 617	11 429	13 051
GreenAlp	1 327	1 482	1 889	1 904	1 651
Vialis	1 852	1 967	2 064	1 928	1 953
Gedia	1 489	1 129	960	1 001	1 145
Gaz de Barr	2 219	1 440	1 226	1 216	1 526
Veolia Eau	409	553	560	567	522
Sorégies	1 791	906	1 370	254	1 080

Les ELD prévoient des volumes d'investissements hétérogènes mais globalement en hausse pour la période ATRD6. Au global, la hausse totale des demandes des ELD s'élève à +15,4% avec une marche 2019-2022 de +5,2%. En période ATRD6, les investissements prévisionnels des ELD sont de deux ordres :

Les investissements relevant directement d'obligations réglementaires concernent toutes les ELD et constituent la majorité des montants demandés :

- la sécurisation des réseaux, comme le remplacement de canalisations, le renouvellement de réseaux, l'installation de dispositifs de sécurité ;
- l'intégration des CICM en concession, anticipée conformément au projet de loi dite « 3DS » ;

Les investissements relatifs à l'évolution de l'activité des ELD, notamment dans le contexte de la transition énergétique et de l'ouverture à la concurrence :

- des projets de renouvellement de SI, notamment pour améliorer la gestion des données et de la relation aux clients ainsi qu'aux fournisseurs alternatifs sur leurs territoires (4 ELD) ;
- les raccordements de biométhane, et notamment la construction de canalisations et la fourniture de postes d'injection pour des projets identifiés sur la prochaine période (6 ELD), ou le développement du GNV (R-GDS) ;
- des projets immobiliers (R-GDS).

Il faut noter, par ailleurs, que le projet de déploiement des compteurs intelligents occasionnera aussi des dépenses sur la prochaine période, notamment pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp qui achèveront le déploiement industriel de leur projet sur la période, mais également pour les autres ELD qui débiteront leur déploiement (cf. § 3.1.4).

Dans le cas de GreenAlp, l'ELD a présenté dans sa demande tarifaire, une trajectoire d'investissements, nettes de subventions publiques ou privées, de 7,2 M€ au total sur la période, hors investissements déjà incités via le dispositif de régulation incitative des investissements dans le cadre du projet de comptage, soit 1,8 M€/an en moyenne. Cette trajectoire est en hausse par rapport à la période ATRD5 (1,05 M€/an) du fait notamment :

- de dépenses de SI en hausse ;
- d'investissements à réaliser pour permettre le développement du biométhane ;
- d'investissements de sécurité, notamment pour la résorption des canalisations en fontes pour prévenir les risques de corrosion.

La CRE juge que la hausse prévue par GreenAlp est justifiée par des exigences nouvelles sur les réseaux. Néanmoins, dans un contexte marqué par une forte baisse des consommations de gaz sur son périmètre de desserte, la CRE considère que la situation de GreenAlp justifie une vigilance particulière sur le niveau des charges, OPEX comme investissements.

Le plafond d'investissements de GreenAlp retenu par la CRE s'élève à 6,8 M€ sur l'ensemble de la période (soit 1,7 M€/an en moyenne), comprenant :

- les investissements hors-réseaux (0,3 M€/an demandés par GreenAlp), ajustés pour tenir compte notamment des recommandations faites par l'auditeur (-0,1 M€/an) ;
- les autres investissements (investissements de réseaux), intégrés à hauteur de la demande faite par GreenAlp.

En particulier, la CRE n'ajuste pas les investissements prévisionnels liés à la sécurité des réseaux, qui sont intégrés au plafond d'investissement à hauteur de la demande formulée de GreenAlp.

3.1.3.3 Réduction de la durée d'amortissement des ouvrages de raccordement

Les orientations de politique énergétique transmises à la CRE par courrier du 15 juillet 2019 rappellent que l'atteinte des objectifs de la Stratégie française pour l'énergie et le climat conduira notamment à une réduction progressive de la consommation de gaz. Elles estiment que cette perspective « *accroît l'importance d'une maîtrise des coûts afin d'une part de ne pas faire subir aux consommateurs de charges excessives et d'autre part d'éviter à terme un risque de coûts échoués* ».

En lien avec ces orientations, GRDF a proposé à la CRE, par courrier du 25 septembre 2019, une réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeubles pour les nouveaux investissements et le stock mis en service à compter de 2005, afin de limiter les risques de coûts échoués. Cette durée de 30 ans proposée par GRDF correspond à la durée estimée d'un raccordement au gaz d'un consommateur (équivalent à deux renouvellements de chaudière), la durée d'amortissements des autres actifs restant inchangée.

La réduction de la durée réglementaire d'amortissement implique, toutes choses égales par ailleurs, une augmentation des charges de capital normatives sur la période tarifaire à venir, mais contribue en parallèle à accélérer la diminution de la BAR. Elle est neutre pour le consommateur sur le long terme. En conséquence, la CRE a retenu la proposition de GRDF de réduire leur durée réglementaire d'amortissement de 45 ans à 30 ans.

Considérant que la proposition de GRDF constitue un comportement d'opérateur prudent, la CRE a proposé dans la consultation publique du 7 octobre 2021 d'appliquer cette réduction d'amortissement également pour les ELD. La plupart des contributeurs a accueilli favorablement la proposition de la CRE. Certains contributeurs ont notamment souligné sa contribution à la réduction des coûts échoués à long terme. En revanche, d'autres réponses ont souligné que cette mesure ne devait pas constituer une variable d'ajustement visant à compenser la baisse du CMPC.

Les ouvrages ciblés (ouvrages de raccordement) sont ceux qui constituent les éléments de réseaux (i.e. les parties individuelles) pour lesquels les risques de coûts échoués sont les plus importants (comparativement au cœur de réseau). En conséquence, la CRE retient la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeubles mis en service à compter de 2007 par les ELD. Ce mécanisme entrera en vigueur dès le début de la période ATRD6.

3.1.3.4 Charges de capital normatives

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR, hors actifs liés au projet de comptage, des ELD de 2022 à 2025 :

BAR au 01.01.N (k€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne 2022-2025
Régaz-Bordeaux	284 206	288 189	292 690	299 894	291 245
R-GDS	224 038	231 107	233 844	234 359	230 837
GreenAlp	31 873	31 866	31 933	32 382	32 014
Vialis	51 518	51 471	51 367	51 249	51 401
Gedia	21 451	21 866	21 829	21 614	21 690
Gaz de Barr	29 852	31 002	31 181	31 070	30 776
Veolia Eau	12 721	12 699	12 783	12 852	12 764
Sorégies	31 769	32 832	32 906	33 383	32 722

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) des ELD de 2022 à 2025 :

CCN (k€ courants)	2022	2023	2024	2025	Moyenne 2022-2025
Régaz-Bordeaux	27 173	27 545	27 937	28 370	27 756
R-GDS	21 734	22 876	23 623	24 238	23 117
GreenAlp	3 081	3 120	3 161	3 224	3 146
Vialis	4 717	4 813	4 920	4 991	4 860
Gedia	2 267	2 336	2 338	2 318	2 315
Gaz de Barr	2 786	2 934	2 999	3 027	2 936
Veolia Eau	1 125	1 149	1 174	1 200	1 162
Sorégies	2 494	2 576	2 655	2 709	2 609

3.1.4 Charges d'exploitation et de capital liées aux projets de comptage évolué des ELD

Régaz-Bordeaux et GreenAlp ont obtenu, le 7 juin 2019, l'approbation des ministres en charge respectivement de l'économie et des finances, et de la transition écologique et solidaire pour le déploiement de leur propre projet de comptage évolué.

Ces deux projets ont préalablement fait l'objet d'une étude technico-économique, pilotée par la CRE, qui a mis en évidence une valeur actuelle nette (VAN) positive à l'échelle de la collectivité, en prenant notamment en compte les gains occasionnés en termes de maîtrise de la demande d'énergie (MDE).

Les vingt autres ELD, qui représentent environ 215 000 consommateurs (dont près de 105 000 consommateurs sur le territoire de R-GDS), soit environ 2 % des consommateurs nationaux, n'ont pas encore engagé de tels projets.

La CRE s'est ainsi intéressée, dès l'étude technico-économique réalisée pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp, aux conditions de rentabilité des projets de comptage pour les ELD. L'analyse menée par le consultant a montré qu'un projet de déploiement de moins de 50 000 compteurs évolués exclusivement en gaz ne serait pas rentable même en intégrant la valorisation des gains de MDE. Ces résultats s'expliquent par la part importante des coûts fixes (notamment de développement des systèmes d'information et de gestion de projet) dans ces projets.

Dès lors, la CRE a établi²⁸, que si chacune des vingt ELD restantes²⁹ venait à soumettre un projet de comptage évolué individuel sans aucune sorte de mutualisation, il serait probable que l'évaluation conclue à une non-rentabilité du projet, même en considérant les gains de MDE. Dans cette situation, la CRE pourrait ne pas être en mesure de proposer aux ministres d'approuver le déploiement des systèmes de comptage évolué sur leur territoire de desserte.

Estimant qu'une approche mutualisée des projets de déploiement de compteurs évolués pourrait permettre d'améliorer leur rentabilité, notamment s'agissant des coûts fixes supportés par les ELD, la CRE a engagé des travaux avec les ELD afin de préciser le périmètre et les modalités de mise en œuvre d'une telle mutualisation.

Dans ce contexte, le syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN) a engagé un chantier visant à proposer à la CRE une stratégie globale de mutualisation, commune à ces dernières. Si ces

²⁸ Dans sa délibération n° 2017-255 de la CRE du 16 novembre 2017 portant communication relative au déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel sur le territoire des entreprises locales de distribution de gaz naturel.

²⁹ Hormis éventuellement R-GDS et Vialis dont le parc de compteurs de gaz et d'électricité est supérieur au seuil de 50 000.

propositions témoignent d'un effort de mutualisation conséquent entre ELD, certaines des orientations présentées par le SPEGNN à la CRE ont fait apparaître un niveau de mutualisation encore limité. Par conséquent, la CRE a décidé de faire auditer les propositions du SPEGNN par un consultant externe.

Afin de s'assurer que l'ensemble des ELD restantes s'engage dans la démarche de mutualisation envisagée initialement par le SPEGNN, et approfondie grâce aux résultats de l'étude technico-économique, la CRE a présenté, dans sa délibération du 28 mai 2020³⁰, ses orientations sur la mutualisation des projets de comptage évolué des ELD de gaz naturel restantes. A cet égard, la CRE a indiqué qu'elle ne proposerait aux ministres d'approuver ces derniers que si les orientations suivantes étaient respectées :

- mutualisation des postes indépendants du système d'information (SI) conformément aux recommandations du consultant à la suite de l'étude technico-économique, pour la plupart en cohérence avec les propositions initiales du SPEGNN ;
- mutualisation des SI spécifiques au comptage sur une plateforme développée par R-GDS, avec possibilité d'adaptation pour les ELD, notamment pour les biénergie, sous réserve que la plateforme alors envisagée soit déjà existante et ne nécessite pas de duplication ou d'adaptation majeure, et que l'ELD qui en fera la demande atteste de la nécessité technique et de la pertinence économique de son choix.

A la suite des travaux portant sur la mutualisation du déploiement des projets de comptage évolué sur le territoire des ELD, R-GDS a été la première des ELD à indiquer à la CRE sa volonté de lancer le déploiement des systèmes de comptage évolué sur son territoire.

Le dossier présenté par R-GDS a confirmé que les pistes de mutualisation ont été suivies par les ELD et intégrées à leurs travaux préparatoires des projets de comptage. En particulier :

- l'achat, *via* un appel d'offres commun, des compteurs et concentrateurs ;
- la mutualisation des HSM sur les chaînes de fabrication des matériels ;
- la mutualisation de la pose externalisée des compteurs à travers un appel d'offres commun.

Compte tenu de ces éléments et après avoir procédé à des ajustements sur certains postes (hypothèses de coûts de matériels, ajustements sur les volumes d'équivalents temps plein mobilisés, coûts relatifs aux concentrateurs, ...), la CRE a proposé, par délibération en date du 25 mars 2021³¹, aux ministres chargés de l'énergie et de la consommation d'approuver le lancement du déploiement du projet de comptage évolué de gaz naturel de R-GDS.

Par ailleurs, entre les mois d'avril et mai 2021, la CRE a reçu 13 dossiers de projet de comptage évolué de gaz naturel, dont 5 venant d'ELD disposant d'un tarif spécifique qui sont : Caléo, Gaz de Barr, Gedia, Sorégies et Vialis.

A l'instar des projets de R-GDS, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, l'ensemble de ces ELD souhaite déployer des compteurs de type Gazpar et prévoit de se fournir *via* un appel d'offres commun. La période de déploiement industriel des compteurs évolués des ELD s'étend globalement entre 2023 et 2028.

Concernant la mutualisation du SI, comme suggéré dans la délibération du 28 mai 2020, la CRE constate que les ELD se sont positionnées sur deux plateformes distinctes, à savoir :

- un regroupement d'ELD biénergie, majoritairement situées dans le sud-ouest de la France, autour d'une solution proposée par Régaz-Bordeaux en collaboration avec l'association *ELDmetering* et dont le principe consiste à adapter la plateforme utilisée pour leurs compteurs évolués d'électricité ;
- un regroupement autour de la plateforme proposée par R-GDS, dont une partie des ELD mutualisent une partie de leur activité SI avec leur infrastructure dédiée à la gestion du comptage évolué en électricité.

A ce stade, la CRE se réjouit du succès de la démarche de mutualisation, menée en étroite collaboration avec le SPEGNN.

Il convient de noter que le dossier déposé par Caléo est à ce stade incomplet, l'ELD n'ayant pas encore arrêté le choix de sa solution SI dédiée au comptage évolué. Ainsi, sa demande relative au projet de comptage évolué sera examinée en même temps que sa demande complète et intégrée dans les travaux tarifaires spécifiques à Caléo, au 1^{er} trimestre 2022.

³⁰ Délibération n° 2020-120 de la CRE du 28 mai 2020 portant orientation sur la mutualisation du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel sur le territoire des entreprises locales de distribution de gaz naturel.

³¹ Délibération n° 2021-102 de la CRE du 25 mars 2021 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement du projet de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution R-GDS.

3.1.4.1 Demandes initiales des ELD

Les ELD ont transmis leur dossier de demande en s'appuyant sur un modèle d'affaires générique transmis par la CRE. Ce modèle mesure la viabilité économique du projet sur une durée de 20 ans. Les coûts de ces projets se décomposent comme suit :

- les coûts d'investissement (CAPEX) sont principalement liés aux coûts d'acquisition et d'installation des matériels, ainsi qu'aux investissements dans le SI comptage ;
- les charges d'exploitation (OPEX) sont principalement liées aux ETP de pilotage du projet, à la supervision du SI et à la maintenance des matériels.

Les principaux paramètres des projets sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Chiffres clés sur les projets de comptage des ELD	Nombre de compteurs à déployer	Période de déploiement industriel	CAPEX sur la durée du projet [M€]	OPEX sur la durée du projet [M€] ³²
Vialis	31 112	2024 - 2028	5,0	3,3
Gedia	13 411	2023 - 2027	2,2	1,9
Gaz de Barr	12 242	2024 - 2028	2,5	2,2
Sorégies	8 908	2024 - 2026	2,3	1,8

3.1.4.2 Ajustements retenus par la CRE

A partir des éléments fournis par les ELD et sur la base de l'analyse du projet de comptage évolué de R-GDS, la CRE a proposé, dans sa consultation publique, d'ajuster les postes suivants :

- le coût unitaire de fourniture de matériels (compteur, concentrateurs, modules radio) ;
- les hypothèses de déploiement et d'exploitation des concentrateurs (taux de panne, hébergement et coûts télécoms des concentrateurs) ;
- les ressources en main-d'œuvre mobilisées pour le pilotage du projet (nombre d'ETP³³) ;
- les coûts liés au SI spécifique au comptage évolué ;
- le taux d'actualisation utilisé pour l'évaluation économique du projet.

A la suite de la consultation publique, et notamment compte-tenu des éléments supplémentaires fournis par les ELD concernées, la CRE procède aux ajustements suivants sur les projets de comptage des ELD :

- adaptation de l'ajustement sur les coûts relatifs au SI spécifique au comptage évolué ;
- réduction de l'ajustement relatif au nombre d'ETP mobilisés pour le pilotage du projet.

Ces adaptations sont présentées dans les paragraphes ci-dessous.

Coûts liés au système d'information spécifique au comptage évolué

Dans sa délibération du 28 mai 2020, la CRE a indiqué qu'elle ne proposerait aux ministres d'approuver les projets de comptage évolué des ELD que si certaines orientations étaient respectées. En particulier, la CRE a indiqué qu'une ELD avait la possibilité de mutualiser les coûts de son SI spécifique au comptage sur une autre plateforme que celle développée par R-GDS dès lors que l'ELD atteste de la nécessité technique et de la pertinence économique de son choix.

La CRE estime que le choix de certaines ELD biénergie d'un regroupement sur une plateforme différente de celle de R-GDS est pertinent compte tenu des nécessités techniques (notamment en lien avec le comptage d'électricité) justifiées par celles-ci. Néanmoins, la CRE constate que ces regroupements sont moins efficaces que la solution privilégiée dans sa délibération du 28 mai 2020.

Au stade de la consultation publique, la CRE avait constaté que les charges liées au SI génèrent, pour l'ensemble de ces ELD, des coûts unitaires plus élevés que ceux approuvés par la CRE pour le projet de R-GDS. Ces coûts devant faire spécifiquement l'objet d'une mutualisation entre ELD, la CRE a proposé, dans l'attente d'éléments

³² Soit 20 ans à compter du démarrage du projet.

³³ Equivalent temps plein.

complémentaires, d'aligner les coûts unitaires des SI spécifiques au comptage évolué des ELD sur les coûts de R-GDS.

Depuis, les ELD ont fourni des éléments supplémentaires permettant notamment d'apporter des précisions sur la nature des coûts au périmètre du SI. L'analyse de ces éléments a permis d'identifier que les ELD avaient agrégé dans leur demande les charges relatives au SI comptage et les charges liées à l'interfaçage du SI comptage avec le SI de facturation.

S'agissant du SI comptage, la CRE observe :

- que les niveaux de CAPEX proposés par les ELD sont finalement cohérents avec l'offre sélectionnée par la CRE (offre de R-GDS) ;
- une surévaluation des OPEX SI liés à la chaîne de communication du système (Sorégies) et des OPEX SI associés au stockage et la gestion des données (Gaz de Barr, Gedia et Vialis) : à ce titre, la CRE maintient un ajustement sur ces postes en les alignant sur les coûts retenus pour R-GDS.

S'agissant des charges SI liées à l'interfaçage du SI comptage avec le SI de facturation, la CRE observe que les coûts proposés sont cohérents par rapport aux coûts proposés/validés pour R-GDS, sauf pour Sorégies. La CRE ajuste donc les coûts de Sorégies en cohérence avec les coûts des autres ELD.

Ressources en main-d'œuvre mobilisées pour le pilotage du projet

Dans sa consultation publique, la CRE a constaté que les ELD prévoient de mobiliser des volumes d'ETP dédiés au pilotage du projet (MOE-AMOA, chantiers préparatoires et support) relativement plus élevés que pour le projet de R-GDS (environ 1 ETP pour 3700 compteurs).

A ce titre, la CRE a proposé un ajustement global pour ramener le nombre d'ETP mobilisés pour chaque projet au niveau de R-GDS. Les ELD contestent l'ajustement envisagé par la CRE, et considère notamment qu'un nombre d'ETP incompressibles chez les ELD de plus petite taille est nécessaire pour la mise en œuvre d'un projet de comptage évolué. A cet égard, les ELD ont justifié la nécessité d'1 ETP par année de déploiement.

La CRE estime qu'étant donné l'ampleur d'un projet de comptage évolué à l'échelle des ELD et en particulier celles des plus petites, un minimum d'un ETP par année de déploiement industriel est pertinent.

Ainsi, la CRE décide de revoir son ajustement préliminaire à la baisse concernant les trajectoires demandées par Gaz de Barr, Gedia et Sorégies afin de prévoir un volume global de 5 ETP (pour Gaz de Barr et Gedia) et 4 ETP (pour Sorégies) sur l'ensemble du projet.

3.1.4.3 Synthèse des ajustements sur les coûts des projets de comptage retenus par la CRE

Les ajustements décidés par la CRE sont synthétisés dans le tableau ci-dessous. Ils permettent de réduire les coûts des projets entre 5 et 14 %.

Synthèse des charges associées aux projets	Demande coût total [CAPEX + OPEX - M€]	Ajusté CRE coût total [CAPEX + OPEX - M€]	Variation Demande/Ajusté CRE [%]
Vialis	8,3	7,5	-9 %
Gedia	4,1	3,9	-5 %
Gaz de Barr	4,7	4,3	-9 %
Sorégies	4,1	3,5	-14 %

3.1.4.4 Niveaux des charges d'exploitation et de capital associés aux projets de comptage évolué

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 entraînera, 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.

La CRE prendra une délibération au début de l'année 2022 pour proposer aux ministres d'approuver les projets de comptage des ELD présentés ci-dessus, en intégrant les ajustements finaux sur les modèles d'affaires qui lui ont été soumis.

Dans le cas d'une décision favorable des ministres concernant la mise en œuvre de ces projets, la CRE considère que les tarifs ATRD6 des ELD concernées doivent couvrir les coûts liés au déploiement de leur système de comptage évolué, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace, et doivent tenir compte des économies réalisées du fait de leur mise en œuvre.

Afin de donner de la visibilité aux acteurs, la CRE anticipe la prise en compte des coûts des projets de comptage évolué dans la définition de leur tarif ATRD6 respectif. Ces tarifs sont ainsi définis en prenant en compte les trajectoires de coûts et d'économies présentées ci-dessus liées aux projets de comptage évolué des ELD.

En l'absence de décision favorable des ministres sur le déploiement d'un système de comptage évolué, qui devrait intervenir après la délibération de la CRE portant décision sur les prochains tarifs ATRD des ELD, le mécanisme de CRCP reprendra l'excédent tarifaire perçu par les ELD.

Ainsi, les charges relatives aux projets de comptage évolué qui seront effectivement retenues pour le calcul du CRCP seront définies par une délibération de la CRE qui sera prise en cas de décision favorable des ministres.

Les charges liées aux projets de comptage évolué que la CRE retient dans les trajectoires tarifaires des ELD qui prévoient de débiter le déploiement de leur projet de comptage évolué sur la période du tarif ATRD6 des ELD sont les suivantes :

Charges de comptage envisagées (moyenne annuelle ATRD6 en k€ _{courants})	BAR comptage	CCN	dont CCN supplém entaires	dont couverture des coûts échoués	dont CCN évitées	CNE	dont CNE supplém entaires	dont CNE évitées
R-GDS	4 731	920	768	207	-55	490	781	- 291
Vialis	1 239	227	203	34	-11	108	160	- 52
Gedia	775	165	130	52	-17	95	128	- 33
Gaz de Barr	753	129	118	16	-5	96	122	- 26
Sorégies	523	118	102	27	-10	60	78	- 19

Par ailleurs, Régaz-Bordeaux et GreenAlp, dont le déploiement des projets de comptage a déjà débuté et devrait s'achever sur la période du tarif ATRD6 des ELD, supporteront également des charges relatives à ce déploiement. A ce titre, la demande tarifaire adressée par ces deux ELD à la CRE incluait des charges spécifiques au déploiement de leur projet de comptage évolué.

Dans les deux cas, les demandes de CNE associées au projet de comptage ont été examinées par l'auditeur dans le cadre de l'audit OPEX. L'analyse a conduit à :

- actualiser l'inflation sous-jacente à la trajectoire prévisionnelle de Régaz-Bordeaux, qui avait reproduit les trajectoires prévisionnelles du modèle d'affaires mis à jour par la CRE en 2020, pour tenir compte du décalage du projet. L'ajustement associé à cette actualisation représente - 8 k€/an sur la période du tarif ATRD6 des ELD ;
- réintégrer à la trajectoire prévisionnelle de GreenAlp des niveaux de coûts évités plus cohérents avec les niveaux du modèle d'affaires mis à jour par la CRE en 2020, alors que l'opérateur avait formulé des hypothèses de coûts évités très basses. L'ajustement associé représente - 125 k€/an sur la période du tarif ATRD6 des ELD.

La CRE décide donc de retenir les ajustements préconisés par l'auditeur et présentés dans la consultation publique sur les CNE comptage. Concernant les charges de capital, qui sont couvertes au CRCP et font l'objet d'un dispositif de régulation incitative ad hoc, la CRE décide de retenir les prévisions des opérateurs. Ainsi, les charges à couvrir pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp au titre du comptage évolué sur la période du tarif ATRD6 des ELD sont les suivantes :

Moyenne annuelle 2022-2025 en k€ courants /an	BAR comptage	CCN	dont CCN supplém entaires	dont couverture des coûts échoués	dont CCN évitées	CNE	dont CNE supplém entaires	dont CNE évitées
Régaz-Bordeaux	13 269	2 017	1 829	476	-288	177	783	- 606
GreenAlp	2 663	568	391	263	-85	168	316	- 149

3.1.5 Solde prévisionnel de CRCP de fin de période ATRD5

Dans leur dossier de demande tarifaire, seuls Régaz-Bordeaux et R-GDS ont inclus à leur demande d'évolution tarifaire au 1^{er} juillet 2022 une estimation de leur solde de CRCP prévisionnel en début de période ATRD6, soit au 1^{er} octobre 2021. Régaz-Bordeaux et R-GDS ont envoyé une actualisation de leurs recettes et de leur revenu autorisé provenant de leurs de leur meilleure estimation à date pour leurs comptes se clôturant le 30 septembre 2021. De plus, au regard du solde de CRCP fortement négatif de R-GDS, la CRE a ajouté au calcul du revenu autorisé de R-GDS le bonus de 827 k€ issu de la régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz. Les autres ELD n'ont, elles, pas fourni d'estimation de leur solde résiduel de CRCP au titre de la période ATRD5.

Lors de la consultation publique, la CRE avait proposé un apurement sur plusieurs périodes tarifaires, voire une annulation du solde de CRCP de GreenAlp. Une partie des acteurs répondants à la consultation publique est favorable à la suppression du CRCP résiduel car elle permet de préserver le pouvoir d'achat des consommateurs, et est liée à une situation particulière sur le territoire de Grenoble. Néanmoins, une majorité des acteurs est défavorable à cette proposition car les investissements de GreenAlp répondent à des impératifs réglementaires et de sécurité du réseau, et que l'annulation de l'apurement du CRCP compromet la capacité de GreenAlp à les mener. Les acteurs ne sont pas non plus favorables à l'allongement de la période d'apurement, car l'allongement du remboursement du solde ferait porter par les consommateurs futurs un manque à gagner créé dans le passé. La CRE comprend ces arguments et décide d'appliquer les mêmes règles d'apurement du solde de CRCP d'ATRD5 à GreenAlp qu'aux autres ELD.

Ainsi, la CRE retient :

- pour Régaz-Bordeaux et R-GDS : les estimations du solde de sortie du CRCP transmises par les opérateurs suite à la clôture de leurs comptes au 30 septembre 2021 ;
- pour les autres ELD : les valeurs de solde de CRCP issues des derniers travaux de mise à jour annuelle des tarifs ATRD5 des ELD, qui ont eu lieu en mai 2021.

Les soldes du CRCP au titre de la période ATRD5 à prendre en compte dans le calcul du revenu autorisé sont les suivants (un montant positif vient augmenter le revenu autorisé, car il doit être restitué à l'ELD par les consommateurs, un montant négatif vient diminuer le revenu autorisé et doit être repris à l'ELD et restitué aux consommateurs) :

(en k€ courants)	Solde total du CRCP ATRD5 au 1 ^{er} janvier 2022 (*1 ^{er} octobre 2021)
Régaz-Bordeaux*	-3 359
R-GDS*	-12 588
GreenAlp	+2 464
Vialis	+662
Gedia	+99
Gaz de Barr*	-187
Veolia Eau	-296
Sorégies	-602

Ces soldes du CRCP de la période tarifaire ATRD5 seront apurés sur une période de quatre ans, avec des annuités constantes avec un taux d'intérêt égal à 1,7 %, correspondant au taux sans risque nominal s'appliquant annuellement.

Cet apurement se traduit par les annuités suivantes à couvrir par les tarifs ATRD6 :

(en k€ courants)	Apurement du solde total du CRCP des tarifs ATRD5 (annuités)
Régaz-Bordeaux	-861
R-GDS	-3 227
GreenAlp	+632
Vialis	+170
Gedia	+25
Gaz de Barr	-49
Veolia Eau	-76
Sorégies	-154

Un résultat positif, respectivement négatif, se traduit par une augmentation, respectivement une diminution, des charges à couvrir par le tarif.

3.1.6 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2022-2025

Le revenu autorisé de chaque ELD pour la période 2022-2025 est défini comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (cf. § 3.1.2.4) ;
- les charges de capital (cf. § 3.1.3.4) ;
- les charges d'exploitation et de capital liées aux projets de comptage évolué des ELD (cf. § 3.1.4) ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 1^{er} jour de l'année comptable (cf. § 3.1.7).

A l'issue de l'examen par la CRE des demandes tarifaires des ELD, les charges à couvrir sur la période tarifaire ATRD6 évoluent de la manière suivante (hors solde de CRCP) :

ELD	Evolution des charges annuelles moyennes à couvrir entre la période 2022-2025 et le réalisé 2018-2020	
	Toutes charges comprises	Hors charges associées aux projets de comptage évolué
Régaz-Bordeaux	+ 5%	+ 2%
R-GDS	+ 11%	+ 8%
GreenAlp	+ 15%	+ 9%
Vialis	+ 9%	+ 5%
Gedia	+ 14%	+ 8%
Gaz de Barr	+ 13%	+ 9%
Veolia Eau	+ 9%	+ 9%
Sorégies	+ 7%	+ 1%

Le tableau ci-dessous synthétise le revenu autorisé des ELD pour la période ATRD6.

Revenus autorisés des ELD sur la période tarifaire 2022-2025

En k€ courants/an sur la période ATRD6	CNE	CCN	Charges comptage	Apurement CRCP	Revenu autorisé
Régaz-Bordeaux	30 018	27 756	2 194	-861	59 107
R-GDS	21 097	23 117	1 410	-3 227	42 398
GreenAlp	8 237	3 146	736	632	12 751
Vialis	4 827	4 860	335	170	10 192
Gedia	3 222	2 315	260	25	5 822
Gaz de Barr	2 691	2 936	225	-49	5 802
Veolia Eau	1 985	1 162	0	-76	3 071
Sorégies	762	2 609	178	-154	3 395

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

3.2.1 Évolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRD5

Le bilan des évolutions de volumes acheminés et de nombre de consommateurs desservis par les ELD sur la période tarifaire 2018-2021 est présenté dans le tableau ci-dessous :

		2018		2019		2020		2021	
		Prév. ATRD5	Réalisé	Prév. ATRD5	Réalisé	Prév. ATRD5	Réalisé	Prév. ATRD5	Estimé
Régaz-Bordeaux	Nombre de consommateurs	217 319	221 322	217 779	224 854	217 938	226 783	218 098	228 044
	Consommation corrigée du climat (GWh)	4 144	4 037	4 097	4 016	4 051	4 193	4 004	3 916
R-GDS	Nombre de consommateurs	104 756	105 896	103 894	106 025	103 031	106 125	102 169	105 566
	Consommation corrigée du climat (GWh)	4 541	4 871	4 209	4 833	4 150	4 596	4 092	4 864
GreenAlp	Nombre de consommateurs	39 548	39 580	38 810	38 794	38 096	38 124	37 402	37 044
	Consommation corrigée du climat (GWh)	613	555	624	517	636	528	647	463
Vialis	Nombre de consommateurs	30 595	30 680	30 698	30 617	30 801	30 531	30 904	30 682
	Consommation corrigée du climat (GWh)	821	826	825	827	830	820	834	813

Gedia	Nombre de consommateurs	13 251	13 306	13 251	13 127	13 251	13 099	13 253	12 964
	Consommation corrigée du climat (GWh)	391	391	389	389	387	387	386	383
Gaz de Barr	Nombre de consommateurs	12 025	12 051	12 137	12 220	12 252	12 355	12 370	12 523
	Consommation corrigée du climat (GWh)	521	546	516	541	514	528	515	515
Veolia Eau	Nombre de consommateurs	7 872	8 028	7 878	8 128	7 882	8 076	7 886	8 118
	Consommation corrigée du climat (GWh)	280	329	291	286	288	261	285	280
Sorégies	Nombre de consommateurs	7 672	7 877	7 969	8 069	8 175	8 131	8 364	8 271
	Consommation corrigée du climat (GWh)	198	219	210	261	215	224	217	226

Concernant l'évolution du nombre de consommateurs, les trajectoires sont en moyenne supérieures aux prévisions du tarif ATRD5 pour l'ensemble des ELD, à l'exception de Gedia et de Vialis. Les ELD expliquent cette différence par :

- la réglementation RT2012 qui a favorisé l'installation de chaudière gaz dans le secteur résidentiel ;
- la dynamique immobilière, notamment pour certaines ELD telles que Régaz-Bordeaux et R-GDS.

Une majorité des ELD indique toutefois que la concurrence des réseaux de chaleur a un effet non négligeable à la baisse sur le nombre de consommateur.

Au niveau des volumes acheminés, les trajectoires par rapport aux prévisions du tarif ATRD5 sont assez variables en fonction des ELD et sont liées à l'évolution du nombre de clients. Toutefois, l'ensemble des ELD s'accorde sur une baisse des consommations individuelles liées aux mesures d'efficacité énergétique mises en œuvre dans les secteurs résidentiels, tertiaires et industriels.

3.2.2 Demandes des ELD

Les trajectoires d'évolutions prévues par les ELD sont présentées dans les tableaux ci-dessous.

Nombre de clients	Evolution 2013-2018	Evolution 2018-2022	Evolution 2022-2025	Nombre de clients moyen sur la période 2022 -2025
Régaz-Bordeaux	+5,8%	+3,2%	-1,0%	226 461
R-GDS	-2,6%	-2,4%	-5,8%	100 350
GreenAlp	-7,2%	-5,2%	-9,6%	35 702
Vialis	-0,1%	+0,3%	-0,1%	30 767
Gedia	-0,4%	-3,4%	-1,5%	12 753
Gaz de Barr	+6,7%	+4,9%	+1,8%	12 770
Veolia Eau	+2,9%	+1,6%	-1,5%	8 121
Sorégies	+27,2%	+6,8%	+1,1%	8 516

Consommation GWh	Evolution 2013-2018	Evolution 2018-2022	Evolution 2022-2025	Consommation moyenne 2022 – 2025
Régaz-Bordeaux	-2,2%	-4,1%	-3,5%	3 803
R-GDS	+1,9%	-3,0%	-8,7%	4 522
GreenAlp	-27,9%	-19,7%	-14,8%	413
Vialis	-2,1%	-2,1%	-2,4%	799
Gedia	-6,9%	-3,9%	+1,2%	378
Gaz de Barr	+1,3%	-1,2%	0,0%	539
Veolia Eau	+14,5%	-16,9%	-11,4%	261
Sorégies	+15,3%	+9,1%	+9,9%	256

3.2.3 Analyse de la CRE

La CRE est particulièrement attentive à la construction des trajectoires du nombre de clients ainsi que de la consommation qui en découle. 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'expliquer 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 ATRD6 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 jugée cohérente par la CRE. Pour les méthodes qui diffèrent de ce modèle, elles reposent sur des principes statiques basés sur l'historique. À la suite des échanges avec les ELD concernées, la CRE considère que le niveau de précision des deux méthodologies identifiées est équivalent.

Dans la consultation publique, une grande majorité de répondants ne se sont pas prononcés sur cette question. Certaines réponses ont également souligné que les trajectoires étaient construites en cohérence avec le contexte actuel. D'autres réponses ont estimé qu'il fallait revoir les trajectoires clients en cohérence avec la réduction des budgets de développement proposés dans la consultation publique.

En conséquence de la consultation publique et de ses analyses, la CRE retient les trajectoires prévisionnelles des ELD s'agissant de l'évolution des consommations et de celle du nombre de consommateurs sur la période 2022-2025.

3.3 Trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD

Dans leur dossier tarifaire respectif, les ELD ont formulé leur demande d'évolution tarifaire avec une première marche tarifaire au 1^{er} juillet 2022, puis en suivant le niveau de l'inflation. Dans la consultation publique, la CRE avait présenté les évolutions tarifaires, comme pour l'ensemble des autres opérateurs, sous la forme d'un pourcentage d'évolution unique pour l'ensemble des quatre années de la période tarifaire. Les ELD ont critiqué ce lissage tarifaire considérant qu'il entraîne un écart entre le niveau des recettes et le niveau du revenu autorisé en fin de tarif.

La CRE a dès lors étudié une solution alternative au lissage tarifaire, pour réduire l'écart signalé par les ELD tout en évitant des changements de signe des évolutions tarifaires. Elle retient donc une marche initiale suivie d'une évolution lissée sur les trois autres années du tarif.

La marche initiale et le facteur X à prendre en compte dans la formule d'évolution annuelle présentée au paragraphe 2.2.2 sont les suivants :

Facteurs d'évolution annuels et facteurs d'évolution initiaux retenus pour la période ATRD6		
	Marche initiale	Facteur d'évolution annuel (X)

	(dont inflation)	
Régaz-Bordeaux	-4,0%	-1,3%
R-GDS	-4,1%	-1,3%
GreenAlp	+40,0%	+7,3%
Vialis	-8,6%	-1,3%
Gedia	+11,1%	+0,0%
Gaz de Barr	+1,6%	+0,0%
Veolia Eau	+3,4%	+0,0%
Sorégies	-0,2%	-1,3%

4. TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DES ELD, APPLICABLE AU 1^{ER} JUILLET 2022

4.1 Règles tarifaires

Les règles et la structure tarifaires prévues pour l'application du tarif ATRD péréqué de GRDF, s'appliquent également aux tarifs ATRD péréqués des ELD. Ces règles et cette structure sont actuellement définies dans la délibération de la CRE du 23 janvier 2020³⁴. Le détail de ces règles tarifaires est repris dans l'annexe 1, et porte sur les points suivants :

- définitions (Annexe 1 – § 1.) ;
- prestations couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel (Annexe 1 – § 2.) ;
- structure et choix des options tarifaires (Annexe 1 – § 3.) ;
- mode de relève d'un point de livraison (Annexe 1 – § 4.) ;
- souscriptions mensuelles ou quotidiennes de capacité journalière (Annexe 1 – § 5.) ;
- modification du niveau de souscription annuelle pour un point de livraison (Annexe 1 – § 6.) ;
- pénalités pour dépassement de capacité journalière souscrite (Annexe 1 – § 7.) ;
- regroupement de points de livraison (Annexe 1 – § 8.) ;
- alimentation d'un point de livraison par plusieurs fournisseurs (Annexe 1 – § 9.) ;

4.2 Grilles tarifaires d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des ELD est péréqué à l'intérieur de la zone de desserte de chaque ELD, à l'exception des nouveaux réseaux publics de distribution mentionnés à l'article L. 432-6 du code de l'énergie.

Le tarif défini ci-dessous est conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1^{er} juillet 2022, avec un ajustement mécanique au 1^{er} juillet de chaque année.

Pour les consommateurs, le tarif s'applique par point de livraison. Les montants dus pour chaque point de livraison, pour les clients d'un fournisseur, s'additionnent dans la facture mensuelle transmise à ce fournisseur. Pour les producteurs, le terme tarifaire d'injection s'applique par poste d'injection.

³⁴ Délibération de la CRE n° 2020-010 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

4.2.1 Grilles tarifaires pour les consommateurs (hors terme R_f)

4.2.1.1 Définition des grilles tarifaires applicables au 1^{er} juillet de chaque année N

En application du principe d'homothétie tarifaire (cf. § 2.2.2), les grilles tarifaires applicables chaque année du tarif sont généralement calculées à partir de la grille de GRDF en vigueur au 1^{er} juillet de l'année N, multipliée par le coefficient de niveau (coefficient NIV) en vigueur au 1^{er} juillet de l'année N :

$$\text{Grille}_{\text{ELD}} \text{ au } 1^{\text{er}} \text{ juillet } N = \text{Grille GRDF au } 1^{\text{er}} \text{ juillet } N * \text{NIV}_{\text{ELD}} \text{ au } 1^{\text{er}} \text{ juillet } N$$

Cette règle est applicable pour les options tarifaires T1, T2, T3 et T4, ainsi que pour les options tarifaires TP de l'ensemble des ELD, à l'exception de R-GDS et Veolia Eau.

Une exception est faite pour les options TP de R-GDS et Veolia Eau, dont la structure est très différente de celle de GRDF. Pour les options TP de ces deux ELD, la grille tarifaire applicable chaque année du tarif est calculée à partir de la grille de référence de l'année N, multipliée par le coefficient de niveau (coefficient NIV) en vigueur au 1^{er} juillet de l'année N :

$$\text{Grille}_{\text{TP}} \text{ au } 1^{\text{er}} \text{ juillet } N = \text{Grille}_{\text{TP}} \text{ de référence au } 1^{\text{er}} \text{ juillet } N * \text{NIV}_{\text{ELD}} \text{ au } 1^{\text{er}} \text{ juillet } N$$

4.2.1.2 Définition du coefficient NIV applicable au 1^{er} juillet de chaque année N

La présente délibération initialise les coefficients de niveau des ELD pour la période ATRD6, afin de tenir compte de l'évolution tarifaire des ELD qui résulte des charges et recettes prévisionnelles sur la période du tarif ATRD6 (cf. § 3.3).

Les coefficients de niveau initiaux (NIV_{INIT}) sont les suivants :

ELD	NIV _{INIT}
Régaz-Bordeaux	1,0792
R-GDS	1,1108
GreenAlp	1,7538
Vialis	1082
Gedia	1,4061
Gaz de Barr	1,1327
Veolia Eau	1,1209
Sorégies	1,3071

A partir du 1^{er} juillet 2022, les coefficients de niveau évoluent chaque année.

Evolution des coefficients de niveau NIV des ELD au 1^{er} juillet 2022

L'évolution du tarif péréqué de GRDF au 1^{er} juillet 2022 conduira à une évolution des coefficients de niveau NIV_{01/07/2022} des ELD au 1^{er} juillet 2022 inverse à cette évolution du tarif péréqué de GRDF au 1^{er} juillet 2022, selon la formule suivante :

$$NIV_{01/07/2022} = NIV_{init} \times \frac{1}{1 + Z_{01/07/2022}^{GRDF}}$$

Avec :

- NIV_{01/07/22} est le coefficient de niveau de l'ELD au 1^{er} juillet 2022, arrondi à 0,0001 près ;
- NIV_{init} est le coefficient de niveau initial fixé par la présente délibération ;
- Z_{01/07/2022}^{GRDF} est l'évolution en niveau du tarif péréqué de GRDF au 1^{er} juillet de l'année 2022.

Formule d'évolution annuelle des coefficients de niveau NIV des ELD à compter du 1^{er} juillet 2023

A compter du 1^{er} juillet 2023, les coefficients de niveau évoluent selon les modalités définies au paragraphe 2.2.2.

4.2.1.3 Grilles de référence : exception pour les options TP de R-GDS et Veolia Eau

Chaque année, les grilles de référence pour les options TP de R-GDS et Veolia Eau évoquées au paragraphe 4.2.1.1 correspondent à une grille de référence initiale, identique à la grille en vigueur au 1^{er} juillet 2021, corrigée chaque année de l'évolution cumulée du tarif de GRDF entre le 1^{er} juillet 2021 et le 1^{er} juillet de l'année N.

Les grilles de référence initiales des options TP à compter du 1^{er} juillet 2022 et pour toute la durée du tarif ATRD6, sont les suivantes :

- La grille de référence initiale de l'option tarif de proximité de R-GDS est la suivante :

Option tarifaire	Abonnement annuel Hors Rf (en €)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre)
TP	24 280,22	48,47	89,77

- La grille de référence initiale de l'option tarif de proximité de Veolia Eau est la suivante :

Option tarifaire	Abonnement annuel Hors Rf (en €)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre)
TP	22 082,28	61,56	40,20

4.2.2 Terme R_f

Chaque année, le terme R_f est identique au terme R_f en vigueur pour GRDF. Ce dernier évolue selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017³⁵, associées à une évolution à l'inflation.

4.2.3 Grille applicable aux producteurs de biométhane

Chaque année, les termes tarifaires d'injection applicables aux producteurs de biométhane sont identiques à ceux en vigueur pour GRDF. Aucune évolution n'est prévue pour ces termes tarifaires, qui sont chaque année les suivants :

Niveau	Terme tarifaire d'injection (€/MWh)
Niveau 3	0,7
Niveau 2	0,4
Niveau 1	0

Le terme tarifaire d'injection de biométhane introduit dans le tarif ATRD6 est fondé sur la définition de trois niveaux de terme d'injection, afin de différencier le montant payé par les producteurs en fonction des coûts engendrés par leur choix de localisation (cf. Annexe 1 §3).

³⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie 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.

PROJET DE DÉCISION

La CRE fixe le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz à compter du 1^{er} juillet 2022, selon la méthode et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe, notamment :

- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de la régulation incitative applicables aux ELD de gaz naturel pour une durée d'environ 4 ans (partie 2) ;
- la trajectoire des charges d'exploitation, le CMPC (4,02 %) et l'évolution prévisionnelle du tarif (partie 3) ;
- les termes tarifaires applicables à partir du 1^{er} juillet 2022 (partie 4).

La présente délibération sera publiée sur le site de la CRE et transmise :

- pour avis au Conseil supérieur de l'énergie ;
- à la ministre de la transition écologique, ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance.

Délibéré à Paris, le 15 décembre 2021.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1 – REGLES TARIFAIRES APPLICABLES POUR LE TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DES ELD

1. Définitions

Point de livraison :

Point de sortie d'un réseau de distribution où un GRD livre du gaz à un consommateur final, en exécution d'un contrat d'acheminement sur le réseau de distribution.

Poste d'injection :

Point d'entrée d'un réseau de distribution où le gaz est injecté, en application d'un contrat d'injection entre le producteur de gaz et le GRD.

Point d'interface transport distribution (PITD) :

Point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et un réseau de distribution de gaz naturel.

Point de comptage et d'estimation (PCE) :

Point du réseau de distribution où une quantité d'énergie est calculée à partir de compteurs ou d'estimations.

Consommation annuelle de référence (CAR) :

La CAR correspond à l'estimation de la consommation annuelle d'un PCE en année climatiquement moyenne.

Terme d'injection biométhane :

Terme applicable aux quantités de biométhane injectées dans le réseau de distribution de gaz ;

Terme R_r :

Montant moyen pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.

Options T1, T2, T3 et T4 :

Options tarifaires principales du tarif, applicables aux différents consommateurs raccordés au réseau de distribution en fonction de leur niveau de consommation de gaz naturel. Elles comprennent un abonnement et un terme proportionnel aux quantités de gaz consommées. L'option T4 comprend en complément deux termes proportionnels à la capacité journalière souscrite.

Tarif de proximité (TP) :

Option tarifaire créée pour les gros consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution. Elle comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance à vol d'oiseau entre le point de livraison et le réseau de transport le plus proche, auquel est affecté un coefficient multiplicateur dépendant de la densité de population de la commune d'implantation du consommateur.

2. Prestations couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des ELD

L'utilisation des réseaux de distribution des ELD de gaz naturel ne peut donner lieu à aucune facturation autre que celle résultant de l'application du présent tarif, à l'exception de la facturation des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel dont les tarifs sont fixés par délibération de la CRE.

Les prestations dont le coût est couvert par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution des ELD de gaz sont notamment les suivantes :

- prestations liées à la qualité et à la sécurité :
 - continuité de l'acheminement dans les conditions définies par l'article R. 121-11 du code de l'énergie ;
 - information d'une interruption de service pour travaux, conformément à l'article R. 121-12 du code de l'énergie ;
 - mise à disposition d'un numéro d'urgence et de dépannage accessible 24 heures sur 24 ;

- intervention en urgence 24 heures sur 24 en cas de problème lié à la sécurité, conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations ;
- garantie de la valeur du pouvoir calorifique telle que définie par les arrêtés du 16 septembre 1977 et du 28 mars 1980 ;
- pression disponible à l'amont du poste de livraison, conforme aux conditions standards de livraison publiées par le GRD ;
- première intervention chez le consommateur pour assurer un dépannage ou une réparation en cas de manque de gaz ;
- diagnostic des installations intérieures chômées depuis plus de six mois et actions de sensibilisation des consommateurs et des acteurs de la filière gazière à la problématique de la sécurité des installations intérieures ;
- accompagnement du consommateur en situation de danger grave immédiat ;
- prestations liées à la mesure de la consommation :
 - mise à disposition d'un compteur lorsque le débit est inférieur à 16 m³/h ;
 - vérification périodique du contrôle métrologique des compteurs et des convertisseurs ;
 - continuité de comptage et de détente ;
 - relève périodique des compteurs, dans les conditions définies au paragraphe 4 ci-après ;
 - communication de la date et du créneau horaire de passage du releveur pour les consommateurs à relevé semestriel ;
 - possibilité de réaliser un auto-relevé et de communiquer son index, pour les consommateurs à relevé semestriel ;
- prestations liées à la gestion contractuelle :
 - les changements de fournisseur ;
 - les mises hors service (ou résiliation) ;
 - modification en masse des tarifs d'utilisation des réseaux à la demande des fournisseurs ;
- prestations de transmission de données :
 - transmission de données de consommation agrégées aux propriétaires ou gestionnaires d'immeubles ;
 - transmission de données de consommation agrégées aux personnes publiques ;
 - communication de données de consommation gaz au point de livraison d'un consommateur à un fournisseur ou à un tiers ;
- prestations relatives au déploiement des compteurs communicants, si applicable :
 - communication à un consommateur de données de consommation gaz au point de livraison, de données techniques du PCE et de données contractuelles ;
 - accès à la sortie locale des compteurs communicants ;
 - transmission journalière des données de consommation ;
 - choix de la date de publication des index mensuels ;
 - relevé à date choisie ;
- autres :
 - prise de rendez-vous téléphonique pour toutes les opérations techniques nécessitant une étude ;
 - recours à l'instrumentation du réseau pour réaliser une étude détaillée à destination des producteurs de biométhane.

3. Structure et choix des options tarifaires

Le tarif comprend quatre options principales :

- trois options T1, T2, T3, de type binôme, comprenant chacune un abonnement et un terme proportionnel aux quantités livrées ;
- une option T4 de type quadrinôme, comprenant un abonnement, deux termes proportionnels à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées.

Le choix de l'option tarifaire à appliquer revient au fournisseur pour le client concerné et pour chaque point de livraison (PDL).

Pour l'ensemble des consommateurs finals d'un immeuble ou d'un groupement de logements ne disposant pas de compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif et ayant souscrit collectivement un contrat de fourniture, le tarif applicable est un binôme comprenant :

- un abonnement égal à celui de l'option tarifaire T1 appliqué au nombre de logements alimentés en gaz ;
- une part proportionnelle égale à celle de l'option tarifaire T1 appliquée à la consommation de gaz mesurée par le compteur collectif.

Pour les consommateurs finals ne disposant pas de compteur individuel ou collectif, le tarif applicable est un forfait, calculé sur la base de l'option T1 et d'une consommation de 660 kWh par an.

Le tarif comprend également une option tarifaire dite « tarif de proximité » (TP), pour les gros consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution. Cette option tarifaire comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance à vol d'oiseau entre le point de livraison concerné et le réseau de transport le plus proche. 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, 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.

Pour chacune des options tarifaires, l'abonnement comprend :

- un terme « R_f » correspondant au montant moyen de la contrepartie financière versée aux fournisseurs par le GRD pris en compte au titre de la gestion des clients en contrat unique ;
- une part abonnement hors « R_f ».

Pour les sites de production de biométhane, le classement des zones par type de niveau est réalisé en fonction du zonage de raccordement en vigueur sur la zone et est actualisé concomitamment à l'actualisation du zonage :

- si le zonage prévoit un rebours ou une compression mutualisée, les futurs sites de production de la zone se voient affecter le niveau 3 ;
- si le zonage ne prévoit ni rebours ni compression mutualisée :
 - si le zonage comprend un maillage³⁶ et/ou une extension mutualisée³⁷, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 2 ;
 - pour les autres zones, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 1.

Le niveau du timbre est attribué à chaque site de production lors de l'étude de raccordement du jalon D2³⁸, en fonction du zonage de raccordement³⁹ en vigueur sur la zone.

4. Mode de relève d'un point de livraison

Le relevé cyclique de compteur est effectué avec la fréquence suivante :

- 1) Pour un point de comptage et d'estimation (PCE) nouvellement mis en service, les fréquences standard de relevé d'un point de livraison des réseaux publics de gaz naturel sont les suivantes :

³⁶ Deux mailles de distribution de pression équivalente sont raccordées physiquement.

³⁷ Prolongement d'un réseau de gaz permettant de raccorder de nouveaux sites, mutualisée entre plusieurs sites.

³⁸ Les sites de la file d'attente qui ont déjà dépassé le jalon D2, mais qui n'injectent pas encore de biométhane, se voient affecter un niveau de timbre au moment de la signature du contrat de raccordement, suivant des principes identiques.

³⁹ Résultat de l'étude, faite en concertation par les gestionnaires de réseaux, déterminant la configuration de réseau optimale sur la base du critère technico-économique de zonage.

- si la consommation annuelle de référence (CAR) déclarée est inférieure à 300 MWh, la fréquence standard de relevé est semestrielle, à l'exception des consommateurs équipés d'un compteur évolué qui ont une fréquence standard de relevé mensuelle ;
 - si la CAR déclarée est comprise entre 300 MWh et 5 GWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
 - si la CAR déclarée est supérieure à 5 GWh, la fréquence standard de relevé est quotidienne.
- 2) Pour un PCE déjà raccordé à un réseau de distribution de gaz, la fréquence standard de relevé d'un point de livraison des réseaux publics de gaz naturel est la suivante :
- si la CAR est inférieure à 500 MWh, la fréquence standard de relevé qui était appliquée l'année précédente est conservée, à l'exception des PCE équipés d'un compteur évolué qui ont une fréquence standard de relevé mensuelle ;
 - si la CAR est comprise entre 500 MWh et 10 GWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
 - si la CAR est supérieure à 10 GWh, la fréquence standard de relevé est quotidienne.

Par exception à ces règles :

- dès lors que le PCE présente pour la troisième année consécutive une CAR comprise entre 300 MWh et 500 MWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
- si la CAR est comprise entre 1 et 10 GWh, la fréquence standard de relevé qui était appliquée l'année précédente est conservée, dès lors que celle-ci était mensuelle ou quotidienne ;
- dès lors que le PCE, dont la fréquence standard de relevé était quotidienne l'année précédente, présente pour la quatrième année consécutive une CAR inférieure ou égale à 5 GWh, la fréquence standard de relevé du point de livraison est mensuelle ;
- dès lors que le PCE présente pour la troisième année consécutive une CAR supérieure à 5 GWh, la fréquence standard de relevé du point de livraison est quotidienne.

Pour l'application des règles précédentes, seules les CAR utilisées à partir du 1^{er} avril 2016 sont prises en compte.

- 3) Dans tous les cas, les compteurs des consommateurs à forte modulation intra-mensuelle sont relevés à une fréquence quotidienne. Sont considérés comme ayant une forte modulation intra-mensuelle, les consommateurs qui remplissent pour la deuxième année consécutive les conditions suivantes :
- la CAR est supérieure à 2 GWh ;
 - les quantités acheminées sur les 2 mois de plus forte consommation de l'année sont supérieures à 50 % de la consommation annuelle constatée. Ce ratio est calculé sur la période annuelle comprise entre le 1^{er} avril et 31 mars.

Un consommateur ne pourra voir sa fréquence standard de relevé repasser à une fréquence mensuelle s'il a été considéré comme ayant une forte modulation intra-mensuelle au cours de l'une des 3 dernières années.

- 4) Les consommateurs ayant souscrit aux options tarifaires T4 et TP ont une fréquence de relevé quotidienne, indépendamment de leur CAR.

Une fréquence de relevé plus élevée que la fréquence standard de relevé définie par les règles ci-dessus peut être choisie par le fournisseur, pour le client concerné et pour chaque point de livraison. Le tarif appliqué figure dans le catalogue de prestation du GRD.

5. Souscriptions mensuelles ou quotidiennes de capacité journalière

L'option tarifaire T4 comprend deux termes de souscription annuelle de capacité journalière et l'option tarifaire TP comprend un terme de souscription annuelle de capacité journalière. Il est également possible de souscrire mensuellement ou quotidiennement des capacités journalières.

Le terme de souscription mensuelle de capacité journalière est égal au terme de souscription annuelle de capacité journalière correspondant au niveau de capacité annuelle souscrit, multiplié par les coefficients suivants :

Mois considéré	Terme mensuel en proportion du terme annuel
Janvier - Février - Décembre	4/12 du terme annuel

Mars - Novembre	2/12 du terme annuel
Avril - Mai - Juin - Septembre - Octobre	1/12 du terme annuel
Juillet - Août	0,5/12 du terme annuel

Lorsque le bon fonctionnement du réseau le permet, des souscriptions quotidiennes de capacité journalière sont commercialisées par le GRD, pour satisfaire un besoin ponctuel et exceptionnel d'un consommateur final.

Le terme applicable à la souscription quotidienne de capacité journalière est égal à 1/20^{ème} du terme applicable à la souscription mensuelle correspondante.

6. Modification du niveau de souscription annuelle pour un point de livraison

Pour un point de livraison raccordé à un réseau de distribution et relevant d'une option tarifaire à souscription :

- une modification, à la hausse ou à la baisse, du niveau de souscription annuelle d'un point de livraison est autorisée si aucune modification de sens contraire n'est intervenue dans les 12 mois précédant la date d'effet demandée ;
- dans le cas d'une modification à la hausse du niveau de souscription annuelle d'un point de livraison intervenant moins de 12 mois après une baisse, la capacité journalière égale au minimum entre le niveau de souscription avant la baisse et celui résultant de la hausse est réputée souscrite à compter de la date de la baisse et pour la période concernée ;
- une modification à la baisse du niveau de souscription annuelle d'un point de livraison, dont la date d'effet demandée intervient moins de 12 mois après une hausse du niveau de souscription annuelle, n'est pas autorisée ;
- les dispositions précédentes s'appliquent y compris en cas de changement de fournisseur pour le point de livraison considéré ou de mise hors service suivie d'une remise en service si l'utilisateur final ne change pas.

7. Pénalités pour dépassement de capacité journalière souscrite

Chaque mois, pour les options tarifaires T4 et TP, les dépassements de capacité journalière constatés font l'objet de pénalités.

Le dépassement de capacité journalière pris en compte pour un mois donné est égal à la somme du dépassement maximal de capacité journalière du mois considéré et de 10 % des autres dépassements de capacité journalière du mois supérieurs à 5 % de la capacité journalière souscrite.

La pénalité est exigible lorsque le dépassement ainsi calculé est supérieur à 5 % de la capacité journalière souscrite. Pour la partie du dépassement comprise entre 5 % et 15 % de la capacité journalière souscrite, la pénalité est égale au produit de cette partie du dépassement par 2 fois le terme mensuel de capacité journalière tel que défini au paragraphe 5.

Pour la partie du dépassement supérieure à 15 % de la capacité journalière souscrite, la pénalité est égale au produit de cette partie du dépassement par 4 fois le terme mensuel de capacité journalière tel que défini au paragraphe 5.

8. Regroupement de points de livraison

Dans le cadre de l'option T4, le regroupement des souscriptions de capacité journalière de plusieurs points de livraison est autorisé lorsque les conditions suivantes sont simultanément vérifiées :

- les points de livraison concernés sont sur le réseau de distribution d'un même GRD et sont alimentés par un même PITD ;
- le gaz livré à chacun des points de livraison concernés est destiné à servir, après transformation, à la satisfaction des besoins du même utilisateur final sur un même site. Cet usage induit des consommations alternées en tout ou partie du gaz naturel livré.

Les termes de souscription annuelle de capacité journalière de l'option T4 sont majorés de 20 % dans le cas de regroupement des souscriptions de plusieurs points de livraison. L'abonnement annuel reste dû pour chaque point de livraison.

9. Alimentation d'un point de livraison par plusieurs fournisseurs

Lorsque plusieurs fournisseurs alimentent simultanément un même point de livraison, ils doivent choisir la même option tarifaire T4.

Les dispositions liées à cette option tarifaire T4 s'appliquent intégralement à chaque fournisseur comme s'il s'agissait de deux points physiques indépendants, à l'exception de la somme due mensuellement au titre de l'abonnement qui est répartie entre les deux fournisseurs au *pro rata* des capacités souscrites du mois considéré. Lorsque, pour un mois donné, la capacité totale souscrite est nulle, la répartition se fait sur la base de celle du mois précédent.

ANNEXE 2 – RÉFÉRENCES POUR LA MISE À JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DES ELD À COMPTER DU 1^{ER} JUILLET 2023

1. Calcul et apurement du CRCP

Pour chaque ELD, le solde du CRCP du tarif ATRD6, au premier jour de l'année 2022, est égal à la différence entre le montant définitif du solde du CRCP du tarif ATRD5 et le montant provisoire pris en compte dans la présente délibération pour l'élaboration du tarif ATRD6 (cf. § 2.2.2).

Pour chaque année N , à compter de l'année 2022, le solde définitif du CRCP au dernier jour de l'année N est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au dernier jour de l'année N ;
- et de la différence, au titre de l'année N , entre :
 - la différence entre le revenu autorisé définitif, tel que défini ci-après, et le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation ;
 - la différence entre les recettes perçues par l'ELD et les recettes prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Le solde prévisionnel du CRCP au dernier jour de l'année N est défini comme la somme du solde du CRCP au premier jour de l'année N et la différence au titre de l'année N entre le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation et les recettes prévisionnelles calculées à partir des hypothèses de quantités distribuées et de nombre de consommateurs desservis retenues dans la présente délibération, réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Les recettes perçues par l'ELD sont définies comme la somme, d'une part, des recettes effectivement perçues par l'ELD sur la part proportionnelle aux quantités acheminées, les souscriptions de capacité et le terme proportionnel à la distance et, d'autre part, des recettes prévisionnelles liées aux abonnements hors terme R_f réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Le solde du CRCP au premier jour de l'année $N+1$ est obtenu en actualisant le solde définitif du CRCP au dernier jour de l'année N au taux sans risque en vigueur de 1,7 %.

Le solde du CRCP de fin de période tarifaire prend également en compte des montants au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D), et d'éventuelles reprises de charges liées aux projets CI-CM, au cas où les obligations réglementaires de ELD ne se seraient pas concrétisées sur la période.

L'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} juillet de l'année N prend en compte un coefficient k_N , qui vise à :

- arrêter les apurements générés par les coefficients k appliqués les années antérieures ;
- apurer, d'ici le 30 juin de l'année $N+1$, le solde du CRCP du 1^{er} janvier de l'année N .

Le coefficient k_N est plafonné à +/- 2 %.

2. Valeurs de référence pour le calcul du revenu autorisé définitif

Pour chaque année N à compter de l'année 2022, le revenu autorisé définitif est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
 - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
 - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles relatives aux projets de comptage des ELD concernées ;
 - les charges nettes d'exploitation et, pour GreenAlp, les charges de capital normatives, relatives aux actions de développement de la concurrence ;
 - les charges de capital normatives non incitées ;
 - les charges de capital normatives non incitées relatives aux projet de comptage des ELD concernées ;
 - les charges relatives aux pertes et différences diverses pour les ELD qui assument la couverture de ces charges ;
 - les charges relatives aux impayés ;

- les charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique ;
 - les charges relatives au terme tarifaire d'injection de biométhane ;
 - les charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture ;
 - les charges liées aux projets de déploiement des réseaux intelligents ;
 - l'écart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel ;
 - l'apurement du solde du CRCP provisoire du tarif ATRD5 ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
 - les recettes extratarifaires non incitées ;
 - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes ;
 - les recettes au titre du terme tarifaire d'injection de biométhane ;
 - les recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains ;
 - les recettes au titre des pénalités perçues pour les dépassements de capacité souscrites par les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T4 et TP ;
 - et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
 - la régulation incitative spécifique aux projets de comptage évolué des ELD concernées ;
 - la régulation incitative des dépenses de recherche et développement ;
 - la régulation incitative de la qualité de service ;
 - la régulation incitative à la réalisation d'actions prioritaires ;
 - pour GreenAlp, la régulation incitative des investissements.

Pour chaque poste, la méthode de calcul du montant retenu est exposée ci-après en détail.

i. Postes de charges pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif

a) Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles

Les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles correspondent aux charges nettes d'exploitation prises en compte pour le tarif ATRD6, à l'exception des charges relatives aux projets de comptage évolué des ELD concernées, des charges relatives aux impayés et des charges relatives aux pertes et différences diverses, et des recettes extratarifaires non incitées.

Les valeurs de référence des charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles sont les suivantes :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	32 200,8	32 507,6	32 675,4	32 913,3
R-GDS	22 957,8	22 217,8	22 438,1	22 738,4
GreenAlp	8 184,4	8 414,9	8 709,2	8 697,0
Vialis	4 480,8	4 811,9	4 918,4	5 109,9
Gedia	3 206,0	3 195,8	3 223,3	3 223,1
Gaz de Barr	2 645,3	2 778,8	2 807,8	2 865,6
Veolia Eau	2 002,9	2 081,9	2 128,1	2 185,9
Sorégies	1 145,1	1 609,0	1 158,4	1 189,1

Le montant pris en compte dans le calcul du revenu autorisé définitif prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année N :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2020 et l'année N ;

	2021	2022	2023	2024	2025
Inflation prévisionnelle entre l'année 2020 et l'année N	2,00%	3,63%	4,88%	6,24%	7,51%

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2020 et l'année N. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile N-1, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2020.

b) Charges de capital normatives non incitées

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital normatives, à l'exception de celles prises en compte dans les charges de capital relatives aux projets de comptage évolué, à savoir les groupes d'actifs G10, G10bis, G11, G12 et G13.

Les valeurs prévisionnelles pour ces charges de capital sont les suivantes :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	27 173	27 545	27 937	28 370
R-GDS	21 734	22 876	23 623	24 238
GreenAlp	3 081	3 120	3 161	3 224
Vialis	4 717	4 813	4 920	4 991
Gedia	2 267	2 336	2 338	2 318
Gaz de Barr	2 786	2 934	2 999	3 027
Veolia Eau	1 125	1 149	1 174	1 200
Sorégies	2 494	2 576	2 655	2 709

c) Charges relatives aux pertes et différences diverses

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges effectivement supportées par l'ELD pour compenser les pertes et différences diverses, soit la différence entre les quantités livrées en entrée du réseau sur lequel elle opère et les quantités effectivement facturées aux consommateurs de ce réseau. Ces charges incluent ainsi les achats de gaz sur le marché, les charges et produits liés au compte d'écart distribution (CED) avec les fournisseurs et les charges et produits liés au compte inter-opérateur (CIO) avec les gestionnaires de réseau de transport (GRT).

Les montants prévisionnels pris en compte dans les tarifs ATRD6 sont les suivants :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	1 475,9	688,1	680,0	671,9
R-GDS	0	0	0	0
GreenAlp	0	0	0	0
Vialis	21,4	21,6	21,9	22,2
Gedia	28,4	28,8	29,2	29,5
Gaz de Barr	51,8	52,3	52,8	53,4
Veolia Eau	0	0	0	0
Sorégies	0	0	0	0

d) Charges relatives aux impayés

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à la charge réellement supportée par l'ELD⁴⁰.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux impayés sont les suivantes :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	106,4	107,7	109,1	110,4
R-GDS	380,0	328,5	332,8	336,8
GreenAlp	42,9	43,5	44,0	44,5
Vialis	58,3	59,0	59,8	60,5
Gedia	21,9	22,1	22,4	22,7
Gaz de Barr	31,0	31,3	31,8	32,1
Veolia Eau	27,8	28,1	28,5	28,8
Sorégies	14,9	15,1	15,3	15,4

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la différence entre la somme des contreparties versées aux fournisseurs par l'ELD au titre de la gestion des clients en contrat unique et la somme des recettes perçues par l'ELD au titre du terme R_r.

Pour la contrepartie versée aux fournisseurs par l'ELD au titre d'une année N, les montants maximaux pour chaque point de livraison, auxquels s'ajoutent, le cas échéant, les charges d'intérêts, sont les suivants :

Typologie des points de livraison	Période au titre de laquelle la contrepartie est versée au fournisseur	Montant maximal pris en compte pour chaque point de livraison (quelle que soit l'année du versement, hors intérêts éventuels)	
		En offre de marché (€/an)	Au TRV (€/an)
Bénéficiaire des options tarifaires T3, T4, TP	jusqu'au 31/12/2017	9,10	0,00
	à compter du 01/01/2018	91,00	91,00
Bénéficiaire des options tarifaires T1, T2 ou ne disposant pas de compteur individuel	jusqu'au 31/12/2005	3,15	0,00
	du 01/01/2006 au 31/12/2006	3,14	0,00
	du 01/01/2007 au 31/12/2007	3,14	0,00
	du 01/01/2008 au 31/12/2008	3,10	0,00
	du 01/01/2009 au 31/12/2009	2,97	0,00
	du 01/01/2010 au 31/12/2010	2,87	0,00
	du 01/01/2011 au 31/12/2011	2,83	0,00
	du 01/01/2012 au 31/12/2012	2,79	0,00
	du 01/01/2013 au 31/12/2013	2,71	0,00
	du 01/01/2014 au 31/12/2014	2,54	0,00
	du 01/01/2015 au 31/12/2015	2,32	0,00
	du 01/01/2016 au 31/12/2016	2,12	0,00
	du 01/01/2017 au 31/12/2017	1,96	0,00
	du 01/01/2018 au 30/06/2019	8,10	5,50
	du 01/07/2019 au 30/06/2020	8,10	6,15

⁴⁰ A l'exception de charges qui seraient liées à des impayés sur la part acheminement de consommateurs bénéficiant d'un TRV antérieurement au 31 décembre 2015, en lien avec la [décision du Cordis du 19 septembre 2014](#).



	du 01/07/2020 au 30/06/2021	8,10*	6,80*
	du 01/07/2021 au 30/06/2022	8,10*	7,45*
	à compter du 01/07/2022	8,10*	8,10*

* Ces montants seront indexés sur l'inflation effectivement constatée et cumulée depuis 2019.

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

Le montant de référence pris en compte au titre des recettes tarifaires associées à l'injection de biométhane, collectées par l'ELD et reversées aux GRT, correspond à la partie du niveau 3 du terme tarifaire d'injection de biométhane correspondant aux charges d'exploitation des rebours. Le montant unitaire pris en compte est de 0,65 €/MWh injectés par les producteurs s'étant vu attribuer le niveau 3.

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

Conformément aux dispositions prévues au paragraphe 2.1.2.3.1, les coûts échoués jugés récurrents ou prévisibles font l'objet d'une trajectoire incluse dans les charges d'exploitation incitées. Les coûts échoués jugés récurrents et prévisibles intégrés aux charges opérationnelles incitées sont les suivants :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	116	118	119	121
R-GDS	107	109	110	112
GreenAlp	26	27	27	27
Vialis	19	19	20	20
Gedia	38	38	39	39
Gaz de Barr	0	0	0	0
Veolia Eau	0	0	0	0
Sorégies	0	0	0	0

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

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond aux charges qui seront effectivement retenues à l'issue de cet examen.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession non récurrents et prévisibles sont nulles.

h) Charges relatives au projet de comptage évolué

Pour l'ensemble des ELD, le montant de référence pris en compte dans le revenu autorisé prévisionnel est égal à la somme, pour l'année considérée, des charges nettes d'exploitation et des charges de capital normatives liées au projet de comptage.

Les montants prévisionnels de références des charges nettes d'exploitation incitées pris en compte dans les tarifs ATRD6 sont les suivants :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	344,1	243,7	140,6	-21,0
R-GDS	786,6	747,5	307,2	117,3
GreenAlp	227,81	193,91	145,24	104,13
Vialis	98,6	149,9	119,5	65,5
Gedia	88,3	119,9	105,9	65,5
Gaz de Barr	72,4	118,1	111,2	80,3
Veolia Eau	-	-	-	-

Sorégies	0,0	79,0	96,8	62,8
----------	-----	------	------	------

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est nul à ce stade, pour l'ensemble des ELD.

En cas d'approbation du déploiement des systèmes de comptage évolué par les ministres chargés de l'énergie et de la consommation, les montants de référence à prendre en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif seront corrigés de l'inflation, comme les charges nettes d'exploitation incitées. La CRE pourra prendre une délibération pour revoir ces montants de référence.

Les montants prévisionnels de référence des charges de capital normatives pris en compte dans les tarifs ATRD6 sont les suivants ;

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	1 763	1 947	2 103	2 256
R-GDS	377,4	861,4	1 137,6	1 304,4
GreenAlp	447,8	572,9	613,9	639,0
Vialis	110,0	205,1	264,9	327,0
Gedia	73,2	157,2	207,7	221,1
Gaz de Barr	56,1	114,9	159,5	185,6
Veolia Eau	-	-	-	-
Sorégies	18,7	66,0	176,7	212,5

Les charges de capital normatives associées aux projets de comptage des ELD seront prises en compte à hauteur du réalisé pour le calcul du revenu autorisé définitif.

i) Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux intelligents

Les ELD peuvent demander, une fois par an, pour une prise en compte lors de l'évolution annuelle de l'ATRD, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet *smart-grids*. Cette intégration est possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation supérieures à 150 k€, sous réserve d'une analyse coût-bénéfice favorable du projet, et pour des charges non prévues lors de l'entrée en vigueur de l'ATRD6 des ELD. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets peuvent être ajoutés.

Les charges ainsi que les montants des incitations associées retenus à ce titre dans le calcul du revenu autorisé définitif sont déterminés par la CRE.

j) Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel

Les écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2022-2025 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD6.

L'année N, l'écart annuel pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est le suivant :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	+3 103,4	+82,3	-1 005,8	-2 326,5
R-GDS	+4 188,8	+396,6	-1 421,6	-3 370,4
GreenAlp	-1 296,2	+183,8	+344,2	-823,3
Vialis	+1 045,2	-88,8	-353,4	-648,2
Gedia	-112,1	+37,4	-19,4	+99,0
Gaz de Barr	+255,7	-40,0	-101,5	-124,4
Veolia Eau	+90,7	+45,9	-16,4	-126,1
Sorégies	+271,2	+299,9	-295,2	-295,2

k) Apurement du solde du CRCP provisoire du tarif ATRD5

Le montant de référence pris en compte au titre de l'apurement du solde du CRCP du tarif ATRD5 est le suivant :

Apurement du solde du CRCP ATRD5 (k€ courants)	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	-861,0	-861,0	-861,0	-861,0
R-GDS	-3 227,0	-3 227,0	-3 227,0	-3 227,0
GreenAlp	+631,5	+631,5	+631,5	+631,5
Vialis	+169,6	+169,6	+169,6	+169,6
Gedia	+25,5	+25,5	+25,5	+25,5
Gaz de Barr	-49,5	-49,5	-49,5	-49,5
Veolia Eau	-75,8	-75,8	-75,8	-75,8
Sorégies	-154,3	-154,3	-154,3	-154,3

ii. Postes de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif

a) Recettes extratarifaires non incitées

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

Les montants prévisionnels pris en compte dans le tarif ATRD6 sont les suivants :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	-3 545,8	-3 559,6	-3 548,5	-3 521,6
R-GDS	-1 801,7	-1 823,3	-1 847,0	-1 869,2
GreenAlp	-315,5	-310,3	-305,6	-300,9
Vialis	-82,0	-83,8	-84,7	-86,5
Gedia	-39,8	-40,8	-41,7	-41,6
Gaz de Barr	-152,3	-171,3	-173,1	-175,1
Veolia Eau	-140,5	-142,2	-144,1	-145,8
Sorégies	-427,0	-1 078,6	-239,0	-368,4

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

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la différence entre :

- les recettes effectivement perçues par l'ELD pour l'année N pour des prestations annexes dont l'évolution du tarif est différente de celle résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs en vigueur au 1^{er} janvier 2022⁴¹, à l'exception des prestations annexes récurrentes facturées aux fournisseurs ;
- les recettes qu'aurait perçues l'ELD pour l'année N pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs en vigueur au 1^{er} janvier 2022.

c) Recettes au titre du terme tarifaire d'injection de biométhane

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux montants associés au terme tarifaire d'injection effectivement collectés par l'ELD auprès des producteurs de biométhane, selon les règles suivantes :

⁴¹ Les formules d'indexation annuelle sont définies par la délibération de la CRE n° 2021-158 du 3 juin 2021 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel.



Niveau de terme d'injection	Montant collecté (€/MWh injectés par les producteurs s'étant vu attribuer le niveau de terme d'injection concerné)
Niveau 3	0,70
Niveau 2	0,40
Niveau 1	0,00

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

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

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

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal au montant des pénalités effectivement perçues par l'ELD pour les dépassements de capacités souscrites pour les consommateurs bénéficiant des options T4 et TP.

iii. Incitations financières au titre de la régulation incitative

a) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué

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

- respectivement dans les délibérations de la CRE n° 2020-039, n° 2020-123, et n° 2021-103 pour Régaz-Bordeaux, GreenAlp et R-GDS ;
- en annexe 7 de la présente délibération pour Vialis, Gedia, Gaz de Barr et Sorégies.

b) Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)

Les montants de référence pour les dépenses de R&D (pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD6) sont les suivants :

k€ courants	2022	2023	2024	2025
Régaz-Bordeaux	61,2	71,4	71,3	71,0
R-GDS	600,7	644,9	207,2	123,6
GreenAlp	41,5	42,0	42,5	43,0
Vialis	32,3	32,7	33,1	33,5
Gedia	22,7	17,9	9,9	10,2

Si le montant total des dépenses de R&D (réalisées sur la période 2022-2025) est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD6, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire.

La transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D&I sont assurés, entre autres, par la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés.

Ce suivi pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

c) Régulation incitative de la qualité de service

Un suivi de la qualité de service est mis en place pour les ELD sur les domaines clés de l'activité de l'opérateur. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les ELD à la CRE et rendus publics sur leurs sites internet Fournisseurs et Grand Public.

Certains indicateurs, concernant les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché, sont soumis à un système d'incitation financière.

Les indicateurs de suivi de la qualité de service transmis par les ELD à la CRE doivent être certifiés par un organisme extérieur. En outre, le mécanisme de suivi de la qualité de service des ELD pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

La liste des indicateurs de qualité de service des ELD définis pour le tarif ATRD6 figure en annexe du présent document. Les valeurs des indicateurs sont calculées et remontées à la CRE avec deux décimales.

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif, au titre de la régulation incitative de la qualité de service, est égal à la somme des incitations financières définies en annexe.

d) Régulation incitative associée à la réalisation d'actions prioritaires

La présente délibération introduit un mécanisme d'incitation financière au respect des délais d'exécution, par les ELD, d'actions identifiées comme prioritaires pour favoriser l'innovation à l'externe et le développement de la concurrence sur leur territoire (décrit au § 2.6.3. de la présente délibération). Aucune action n'est intégrée dès la mise en place de ce mécanisme dans le tarif ATRD6 des ELD, bien que des actions liées au développement de la concurrence soient déjà identifiées dans le paragraphe 2.4.

Les délais associés à ces actions seront précisés par la CRE à l'issue des travaux de concertation. Par ailleurs la CRE pourra introduire en cours de tarif ATRD6 de nouveaux projets prioritaires qui seront soumis à cette régulation incitative, comme présenté au paragraphe 2.6.3. Les montants des pénalités calculés à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2022.

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif de l'année *N*, au titre de la régulation incitative permettant de soutenir l'innovation à l'externe, est égal au montant de la ou des pénalités résultant de l'application de ce cette régulation, au titre de l'année *N*.

e) Régulation incitative associée au plafond d'investissements de GreenAlp

Le tarif ATRD6 des ELD introduit un dispositif incitatif à la maîtrise et à la priorisation des dépenses d'investissements spécifique à GreenAlp (cf. paragraphes 2.3.2.3 et 3.1.3.2 de la présente délibération).

Dans le cadre de ce dispositif, la CRE fixe un plafond quadriennal accompagné d'une incitation financière sur certaines dépenses d'investissements dont le périmètre est défini au paragraphe 2.3.2.3 de la présente délibération.

Ce plafond est fixé à 6 833 k€courants. Si la somme des dépenses d'investissements, nettes de subventions publiques ou privées, sur la période tarifaire dépasse cette enveloppe, alors un montant correspondant à 20 % de l'écart entre le plafond quadriennal et les dépenses d'investissements effectivement constatées sera pris en compte dans le calcul du solde du CRCP de fin de période tarifaire.

3. Valeurs de référence pour les prévisions de recettes tarifaires

Pour l'ensemble des ELD, les prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés et de souscription annuelle de capacités journalières (en MWh/jour) pour les options T4 et TP, de distance pour le tarif de proximité et de distance pondérées par les coefficients de densité des communes pour le tarif de proximité (en m) sont précisées dans une annexe confidentielle.

Les autres valeurs de référence (prévisions annuelles) sont données ci-après.

a. Modalités de passage de prévisions annuelles à des prévisions semestrielles

ELD dont les comptes sont en année calendaire

Pour les ELD dont les comptes sont en année calendaire du 1^{er} janvier *N* au 31 décembre *N* (GreenAlp, Vialis, Gedia, Veolia Eau, Sorégies), pour le passage de prévisions annuelles à des prévisions semestrielles, le 1^{er} semestre correspond à la période du 1^{er} janvier au 30 juin *N* et le 2nd semestre correspond à la période du 1^{er} juillet au 31 décembre *N*. La ventilation semestrielle est la suivante :

- Pour les quantités de gaz acheminées par option tarifaire l'année *N* :

ELD concernées	Option tarifaire	1 ^{er} semestre N	2 nd semestre N
GreenAlp	T1	57 % * prévision année N	43 % * prévision année N
	T2	59 % * prévision année N	41 % * prévision année N
	T3	61 % * prévision année N	39 % * prévision année N
	T4	58 % * prévision année N	42 % * prévision année N



Vialis, Gedia, Veolia Eau et Sorégies	T1	53 % * prévision année N	47 % * prévision année N
	T2	57 % * prévision année N	43 % * prévision année N
	T3	58 % * prévision année N	42 % * prévision année N
	T4	59 % * prévision année N	41 % * prévision année N

- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 1^{er} semestre N :
 $25 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N-1} + 75 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N$
- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 2nd semestre N :
 $75 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N + 25 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N+1}$

Ces deux formules s'appliquent également et de manière identique pour ventiler semestriellement par option tarifaire les prévisions de souscription annuelle de capacités journalières et de distance.

Les recettes semestrielles pour les abonnements, le terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et le terme proportionnel à la distance sont obtenues en multipliant les prévisions semestrielles⁴² par 50 %.

ELD dont les comptes sont en année gazière

Pour les ELD dont les comptes sont en année « gazière » du 1^{er} octobre N-1 au 30 septembre N, pour le passage de prévisions annuelles à des prévisions semestrielles, le 1^{er} semestre correspond à la période du 1^{er} octobre N-1 au 30 juin N et le 2nd semestre correspond à la période du 1^{er} juillet au 30 septembre N. Concernant le nombre de consommateurs desservis, les prévisions annuelles de Régaz-Bordeaux et R-GDS sont également en année « gazière » du 1^{er} octobre N-1 au 30 septembre N, tandis que les prévisions de Gaz de Barr sont en année calendaire, expliquant la différence de formule de ventilation semestrielle du nombre de consommateurs moyen desservis avec Régaz-Bordeaux et R-GDS. Pour ces 3 ELD, la ventilation semestrielle est la suivante :

Régaz-Bordeaux :

- Pour les quantités de gaz acheminées par option tarifaire l'année N :

Option tarifaire	1 ^{er} semestre N	2 nd semestre N
T1	89 % * prévision année N	11 % * prévision année N
T2	95 % * prévision année N	5 % * prévision année N
T3	93 % * prévision année N	7 % * prévision année N
T4	89 % * prévision année N	11 % * prévision année N

- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 1^{er} semestre N :
 $12,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N-1} + 87,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N$
- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 2nd semestre N :
 $62,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N + 37,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N+1}$

Ces deux formules s'appliquent également et de manière identique pour ventiler semestriellement par option tarifaire les prévisions de souscription annuelle de capacités journalières et de distance.

Les recettes semestrielles pour les abonnements, le terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et le terme proportionnel à la distance sont obtenues en multipliant les prévisions semestrielles⁴³ par 75 % pour le 1^{er} semestre et 25 % pour le 2nd semestre.

⁴² Les prévisions semestrielles étant calculées comme le produit du nombre de consommateurs moyen raccordés au semestre concernés, et du montant annuel prévu par la grille tarifaire de l'ELD.

⁴³ Idem.

R-GDS :

- Pour les quantités de gaz acheminées par option tarifaire l'année N :

Option tarifaire	1 ^{er} semestre N	2 nd semestre N
T1	85 % * prévision année N	15 % * prévision année N
T2	94 % * prévision année N	6 % * prévision année N
T3	93 % * prévision année N	7 % * prévision année N
T4	84 % * prévision année N	16 % * prévision année N

- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 1^{er} semestre N :
 $12,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N-1} + 87,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N$
- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 2nd semestre N :
 $62,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N + 37,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N+1}$

Ces deux formules s'appliquent également et de manière identique pour ventiler semestriellement par option tarifaire les prévisions de souscription annuelle de capacités journalières et de distance.

Les recettes semestrielles pour les abonnements, le terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et le terme proportionnel à la distance sont obtenues en multipliant les prévisions semestrielles⁴⁴ par 75 % pour le 1^{er} semestre et 25 % pour le 2nd semestre.

Gaz de Barr :

- Pour les quantités de gaz acheminées par option tarifaire l'année N :

Option tarifaire	1 ^{er} semestre N	2 nd semestre N
T1	89 % * prévision année N	11 % * prévision année N
T2	92 % * prévision année N	8 % * prévision année N
T3	95 % * prévision année N	5 % * prévision année N
T4	83 % * prévision année N	17 % * prévision année N

- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 1^{er} semestre N :
 $37,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N-1} + 62,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N$
- pour le nombre de consommateurs moyen raccordés du 2nd semestre N :
 $87,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_N + 12,5 \% * \text{nombre de consommateurs moyen annuel}_{N+1}$

Ces deux formules s'appliquent également et de manière identique pour ventiler semestriellement par option tarifaire les prévisions de souscription annuelle de capacités journalières et de distance.

Les recettes semestrielles pour les abonnements, le terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et le terme proportionnel à la distance sont obtenues en multipliant les prévisions semestrielles⁴⁵ par 75 % pour le 1^{er} semestre et 25 % pour le 2nd semestre.

a. Valeurs de référence de Régaz-Bordeaux

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	217 895	175 088	176 734	176 918	175 604
T2	2 244 163	2 269 639	2 253 793	2 232 104	2 204 610

⁴⁴ Idem.

⁴⁵ Idem.

T3	832 921	814 117	799 138	783 146	766 096
T4	575 648	566 609	550 613	542 935	543 618

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	78 264	71 575	71 910	71 765	71 143
T2	149 122	155 042	153 191	151 224	149 157
T3	939	917	896	876	856
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

b. Valeurs de référence de R-GDS

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	66 140	30 457	28 920	27 327	25 690
T2	1 736 275	1 726 403	1 676 222	1 620 248	1 558 860
T3	1 234 663	1 203 520	1 172 495	1 141 588	1 110 800
T4	1 141 647	1 090 967	1 042 315	995 609	950 771

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	28 572	22 383	21 214	20 097	19 029
T2	73 298	77 424	76 587	75 751	74 911
T3	1 488	1 482	1 475	1 468	1 462
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

c. Valeurs de référence de GreenAlp

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	20 700	16 511	13 938	11 766	9 932
T2	309 377	302 797	295 212	287 608	279 991
T3	103 185	91 685	79 632	68 122	55 606
T4	12 421	12 421	12 421	12 421	12 421

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	16 672	15 551	14 700	13 895	13 134
T2	20 685	20 570	20 247	19 929	19 614

T3	175	150	125	102	79
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

d. Valeurs de référence de Vialis

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	3 317	3 237	3 117	2 997	2 877
T2	448 256	443 056	438 656	435 456	437 256
T3	131 964	131 964	135 964	135 964	135 964
T4	225 095	223 095	217 095	215 095	213 095

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	3 579	3 479	3 329	3 179	3 029
T2	27 002	27 152	27 202	27 352	27 502
T3	190	190	200	200	200
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

e. Valeurs de référence de Gedia

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	6 178	8 432	8 426	8 421	8 421
T2	182 053	179 629	179 489	179 391	179 391
T3	124 622	124 477	119 347	119 246	119 229
T4	63 109	66 478	69 859	73 253	74 963

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	2 455	3 341	3 290	3 240	3 189
T2	10 237	9 285	9 272	9 263	9 263
T3	153	150	150	150	150
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

f. Valeurs de référence de Gaz de Barr

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	796	796	796	796	796
T2	263 685	263 685	263 685	263 685	263 685
T3	125 327	125 327	125 327	125 327	125 327
T4	149 658	149 658	149 658	149 658	149 658

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	492	492	541	595	654
T2	12 027	12 150	12 150	12 150	12 150
T3	119	117	117	117	117
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

g. Valeurs de référence de Veolia Eau

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	1 774	1 596	1 537	1 480	1 425
T2	111 348	110 458	108 918	106 489	103 559
T3	86 427	86 173	85 431	83 707	81 508
T4	34 387	31 258	25 551	11 244	11 160

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	903	854	828	803	779
T2	7 158	7 217	7 217	7 145	7 038
T3	89	88	86	83	80
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

h. Valeurs de référence de Sorégies

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	4 730	1 227	1 220	1 226	1 194
T2	117 277	121 924	117 853	115 125	112 310
T3	29 976	29 781	30 394	29 614	28 991
T4	87 176	102 076	116 976	116 976	116 976

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2022	2023	2024	2025	2026
T1	1 431	696	733	735	734
T2	6 941	7 776	7 816	7 782	7 728
T3	35	33	34	34	34
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

ANNEXE 3 – REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE

1. INDICATEURS DONNANT LIEU A INCITATION FINANCIERE

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 Gaz de Barr 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 Gaz de Barr 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 Gaz de Barr, 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	<p>Calcul le 1^{er} du mois M+2, par types de consommateurs, du ratio :</p> <p><u>$\frac{[\text{Nombre de MES clôturées durant le trimestre M-2/M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai } \leq \text{ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue)}]}{[\text{Nombre total de MES clôturées durant le trimestre M-2/M}]}$</u></p> <p>(soit trois valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> - tous consommateurs confondus, - pour les consommateurs T1/T2, - pour les consommateurs T3/T4/TP) 	
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle 	
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - versement : à travers le CRCP - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales 	
	Régaz-Bordeaux	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 1 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 1 700 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 22 100 €
	R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 1 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 1 700 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 22 100 €
	GreenAlp	<ul style="list-style-type: none"> - 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 : - 19 500 €
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	<p>Calcul le 1^{er} du mois M+2, par types de consommateurs, du ratio :</p> <p><u>$\frac{[\text{Nombre de MHS clôturées durant le trimestre M-2/M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai } \leq \text{ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue)}]}{[\text{Nombre total de MHS clôturées durant le trimestre M-2/M}]}$</u></p> <p>(soit trois valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> - tous consommateurs confondus, - pour les consommateurs T1/T2, - pour les consommateurs T3/T4/TP) 	
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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 <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 1 200 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 1 200 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 12 600 €
	R-GDS <ul style="list-style-type: none"> - 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 : - 15 750 €
	GreenAlp <ul style="list-style-type: none"> - 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 : - 15 750 €
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

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

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>$\frac{[\text{Nombre d'index réels lus ou auto-relevés durant le trimestre M-2/M de PCE 6M}]}{[\text{Nombre d'index de PCE 6M transmis durant le trimestre M-2/M}]}$</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 : 96,5 % par an
Incitations	- versement : à travers le CRCP - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales
	Régaz-Bordeaux <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 10 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 10 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 52 000 €
	R-GDS <ul style="list-style-type: none"> - 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 €
	GreenAlp <ul style="list-style-type: none"> - pénalités : 2 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 2 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 10 400 €
	Vialis <ul style="list-style-type: none"> - 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 <ul style="list-style-type: none"> - 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 <ul style="list-style-type: none"> - 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 €
	Gaz de Barr <ul style="list-style-type: none"> - 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 €
	Veolia Eau	- 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>[Nombre d'heures de disponibilité du portail durant la semaine] / [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 <i>webservices</i> - 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 - bonus : 22 000 € par point au-dessus 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 - bonus : 11 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 38 500 €
	GreenAlp	- pénalités : 2 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 2 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 4 200 €
	Vialis	- pénalités : 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 700 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 450 €
	Gedia	- pénalités : 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 700 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 450 €
	Sorégies	- pénalités : 800 € par point en-dessous de l'objectif de référence - bonus : 800 € par point au-dessus de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 800 €
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre	

1.6 Taux de réponse aux réclamations de fournisseurs dans les délais

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : $\frac{[\text{Nombre de réclamations écrites de fournisseurs clôturées dans les 15 (8 pour Vialis) jours calendaires durant le trimestre M-2/M}]}{[\text{Nombre total de réclamations écrites de fournisseurs clôturées durant le trimestre M-2/M}]}$ (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD aux fournisseurs (les réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur ne sont pas concernées) - 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	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	100 % des réclamations écrites (déposées sur le portail fournisseur uniquement pour Régaz-Bordeaux et GreenAlp) traitées dans les délais (15 jours calendaires pour Régaz-Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies et 8 jours calendaires pour Vialis)
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - versement : à travers le CRCP - pénalités : 25 € par réclamation non traitée dans les délais et signalée par les fournisseurs - valeur plancher des incitations : - 500 € - la définition et les niveaux d'objectifs et d'incitation financière de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD6
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

1.7 Taux de réponse aux réclamations des consommateurs dans les délais

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : $\frac{[\text{Nombre de réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) de consommateurs clôturées dans les 30 (21 pour R-GDS, 15 pour Gedia et 8 pour Vialis) jours calendaires durant le trimestre M-2/M}]}{[\text{Nombre total de réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) de consommateurs clôturées durant le trimestre M-2/M}]}$ (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur (les réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur ne sont pas concernées) - 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	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	100 % des réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) traitées dans les délais (30 jours calendaires pour Régaz-Bordeaux, GreenAlp, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies, 21 jours calendaires pour R-GDS, 15 jours calendaires pour Gedia et 8 jours calendaires pour Vialis)
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - versement : à travers le CRCP - pénalités : 25 € par réclamation non traitée dans les délais et signalée - valeur plancher des incitations : - 500 € - la définition et les niveaux d'objectifs et d'incitation financière de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD6

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

1.8 Taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique		
Calcul	<p>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 :</p> <p><u><i>[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]</i></u></p> <p>(soit une valeur suivie pour GreenAlp et deux valeurs suivies pour les autres ELD :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pour les consommateurs T1/T2, - pour les consommateurs T3/T4/TP) 		
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - 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, Gaz de Barr et Veolia Eau - 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	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle 		
Objectif	98 % des changements de fournisseurs clôturés dans le délai demandé.		
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - versement : à travers le CRCP - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales 		
	<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0; color: white;">Régaz-Bordeaux</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - 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 € </td> </tr> </table>	Régaz-Bordeaux	<ul style="list-style-type: none"> - 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 €
	Régaz-Bordeaux	<ul style="list-style-type: none"> - 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 € 	
	<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0; color: white;">R-GDS</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - 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 € </td> </tr> </table>	R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> - 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 €
	R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> - 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 € 	
	<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0; color: white;">GreenAlp</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - 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 € </td> </tr> </table>	GreenAlp	<ul style="list-style-type: none"> - 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 €
	GreenAlp	<ul style="list-style-type: none"> - 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 € 	
	<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0; color: white;">Vialis</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - 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 € </td> </tr> </table>	Vialis	<ul style="list-style-type: none"> - 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 €
	Vialis	<ul style="list-style-type: none"> - 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 € 	
	<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0; color: white;">Gedia</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - 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 € </td> </tr> </table>	Gedia	<ul style="list-style-type: none"> - 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 €
Gedia	<ul style="list-style-type: none"> - 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 € 		
<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0; color: white;">Caléo</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - 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 € </td> </tr> </table>	Caléo	<ul style="list-style-type: none"> - 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 € 	
Caléo	<ul style="list-style-type: none"> - 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 € 		
<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0; color: white;">Gaz de Barr</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - 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 € </td> </tr> </table>	Gaz de Barr	<ul style="list-style-type: none"> - 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 € 	
Gaz de Barr	<ul style="list-style-type: none"> - 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 € 		
<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0; color: white;">Veolia Eau</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - 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 € </td> </tr> </table>	Veolia Eau	<ul style="list-style-type: none"> - 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 € 	
Veolia Eau	<ul style="list-style-type: none"> - 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 € 		
<table border="1"> <tr> <td style="background-color: #0070C0; color: white;">Sorégies</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - 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 € </td> </tr> </table>	Sorégies	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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
-----------------------	---

2. AUTRES INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE 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 : $\frac{[\text{Nombre de raccordements réalisés (mis en gaz pour R-GDS) durant le trimestre M-2/M dans le délai convenu (dans un délai de 2 mois pour Gedia)] }{ [\text{Nombre de raccordements réalisés (mis en gaz pour R-GDS) durant le trimestre M-2/M] }$ (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous raccordements de densification pour Régaz-Bordeaux et R-GDS - tous raccordements confondus pour GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies - tous consommateurs confondus - tous fournisseurs confondus
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - 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 : $\frac{[\text{Somme pour chaque jour J du trimestre M-2/M du nombre de valeurs de consommations de consommateurs télérelevés JJ intégrées dans les calculs d'allocations à J+1}] }{ [\text{Somme pour chaque jour J du trimestre M-2/M du nombre de consommateurs télérelevés JJ enregistrés dans le SI du GRD pour le jour J}] }$ (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - toutes valeurs effectivement relevées - aucune valeur de repli / remplacement prise en compte - tous fournisseurs confondus - tous PITD du GRD confondus
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - 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 : $\text{Valeur absolue de la somme des CED du mois M en énergie}$ (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE existants - tous fournisseurs confondus
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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 Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 ^{er} du mois M+2 de la valeur : <u>Délai moyen entre la date de réception et la date de réponse aux demandes d'études détaillées adressées à l'ELD dans le cadre du raccordement d'une installation d'injection de biométhane</u> (soit 1 valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - demandes adressées par un porteur de projet biométhane à l'ELD selon les modalités définies dans la procédure de gestion du registre de capacité (jalon D1) - demandes initialement adressées à un GRT et transférées à l'ELD
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - 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 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - 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

2.8 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 Gaz de Bar 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 Gaz de Bar]) / (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 Gaz de Bar])</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - fuites linéiques de méthane - émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations - émissions des véhicules de la flotte du GRD et de ses bâtiments - le résultat de l'indicateur est affiché avec l'indication des quantités de gaz acheminées pendant l'année calendaire
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - 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 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 Gaz de Bar 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 Gaz de Bar]) / (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 Gaz de Bar])</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - fuites linéiques de méthane - émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - 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
-----------------------	---

2.10 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 Gaz de Bar et le 1 ^{er} du mois de janvier de l'année A+1 pour GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo et Sorégies, du ratio : <i><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 Gaz de Bar])</u></i> (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

ANNEXE 4 – REPARTITION DES MONTANTS DES PENALITES ENTRE LES ELD AUX TARIFS SPECIFIQUES, EN CAS DE NON-REALISATION DANS LES DELAIS DES ACTIONS IDENTIFIEES COMME « PRIORITAIRES » DANS LE CADRE DU DISPOSITIF DE REGULATION INCITATIVE

Opérateur	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
Gaz de Barr	68	136	272	8 160
Veolia Eau	50	100	200	6 000
Sorégies	50	100	200	6 000
Total	2 500	5 000	10 000	300 000

ANNEXE 5 – CATEGORIES D’OUVRAGE POUR LE SUIVI DES COÛTS UNITAIRES DES INVESTISSEMENTS DANS LES RESEAUX DE REGAZ-BORDEAUX ET DE R-GDS

Les investissements concernés correspondent aux catégories suivantes, évoquées au titre 2.3.2.1 de la présente délibération, définies par la nature des ouvrages concernés :

Régaz-Bordeaux :

Catégorie d’ouvrages	Unité
Branchement (sans extension) 6 m ³ /h et plus - Habitat individuel	Pièce
Branchement (sans extension) 6 m ³ /h et plus - Groupé horizontale	Pièce
Branchement (sans extension) 6 m ³ /h et plus - Groupé verticale	Pièce
Branchement (sans extension) 6 m ³ /h et plus -Professionnel	Pièce
Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers	Mètre
Raccordement 6 m ³ /h et plus - avec extension	Mètre
Renouvellement de branchements (et réseaux associés)	Pièce
Renouvellement de réseaux (et branchements associés)	Mètre
Renouvellements d'ouvrages en immeubles	Pièce
Travaux de structure - Acier	Mètre
Travaux de structure – Polyéthylène	Mètre

R-GDS :

Catégorie d’ouvrages	Unité
Branchement neuf standard (sans extension)	Pièce
Branchement neuf spécifique (sans extension)	Pièce
Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers	Mètre
Réseau neuf en développement	Mètre
Renouvellement de branchements standard	Pièce
Renouvellement de branchements spécifique	Pièce
Renouvellement de réseaux	Mètre
Travaux de structure	Mètre

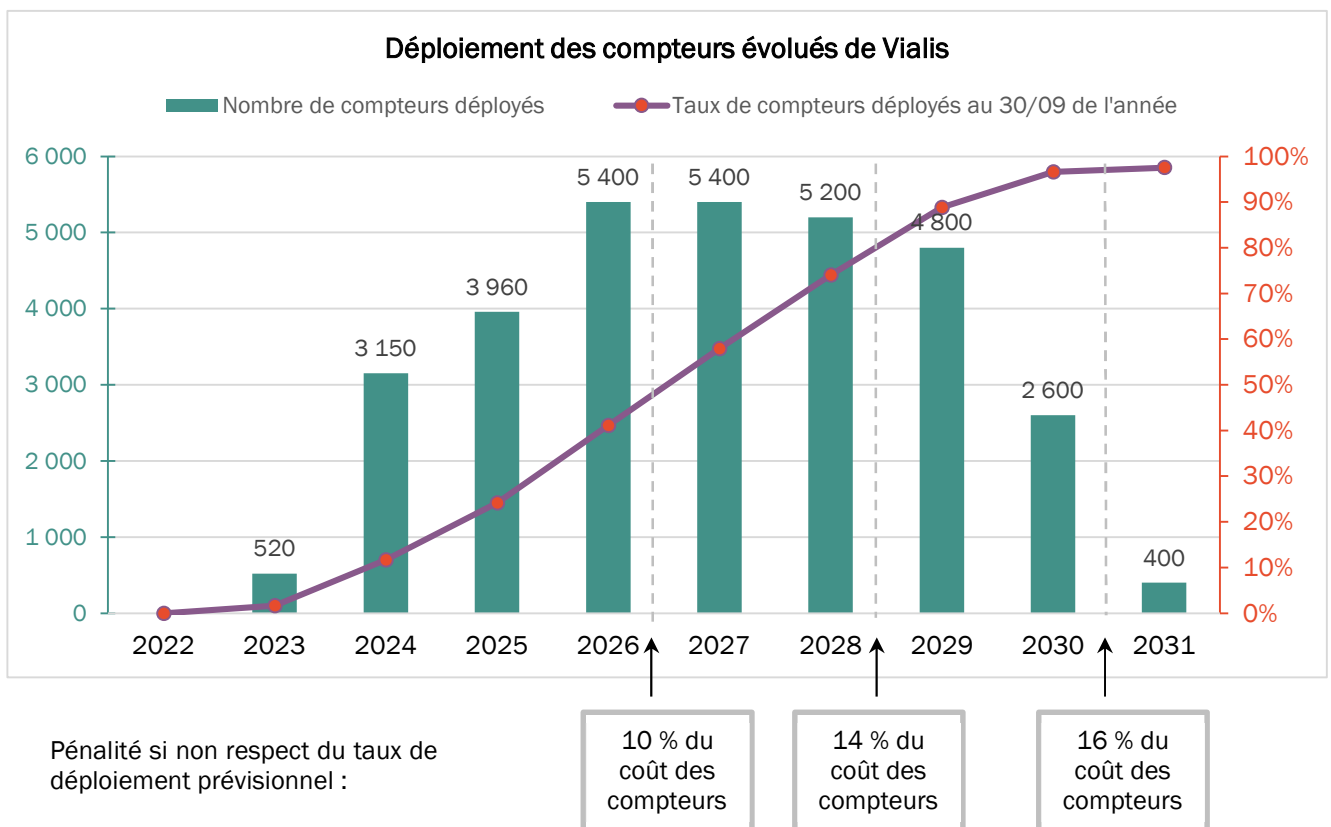
ANNEXE 6 – CADRE DE REGULATION INCITATIVE DES DELAIS DE DEPLOIEMENT ET DES COÛTS D'INVESTISSEMENT ASSOCIE AUX PROJETS DE COMPTAGE EVOLUE DES ELD ENVISAGE PAR LA CRE

La présente annexe détaille les paramètres spécifiques à chaque ELD relatifs au cadre de régulation incitative des délais de déploiement et des coûts d'investissement de comptage envisagés par la CRE pour chaque projet de comptage évolué. Ces paramètres s'inscrivent dans le cadre générique présenté par la CRE dans la délibération n° 2021-103 portant orientation sur le cadre de régulation des systèmes de comptage évolué de gaz naturel des ELD disposant d'un tarif spécifique.

ELD	Période de déploiement industriel	Nombre de compteurs à déployer
Vialis	2024 - 2028	31 112
Gedia	2023 - 2027	13 411
Gaz de Barr	2024 - 2028	12 242
Sorégies	2024 - 2026	8 908

1. PARAMETRES ENVISAGES POUR LE PROJET DE VIALIS

1.1 Régulation incitative des délais de déploiement



Taux de déploiement cumulé de compteurs posés et communicants, sur l'assiette des compteurs actifs et inactifs

Cible à atteindre au :

Vialis	31 décembre 2026	31 décembre 2028	30 septembre 2030
--------	------------------	------------------	-------------------

	57,9 %	88,8 %	97,6 %
--	--------	--------	--------

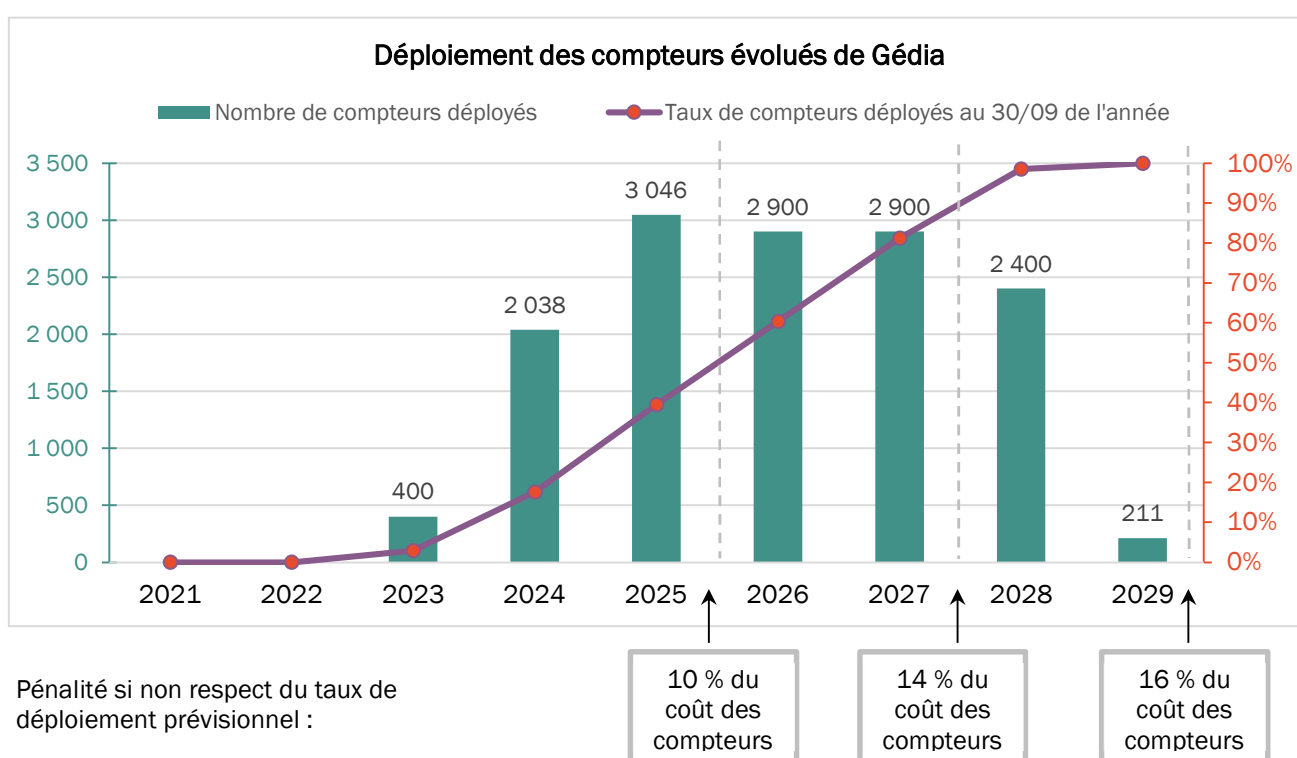
1.2 Régulation incitative des coûts d'investissement de comptage

S'agissant du cadre de régulation incitative des coûts d'investissement présenté dans la délibération n° 2021-103, les comparaisons entre les investissements en actif de comptage mis en service de Vialis et le coût de référence seraient effectuées aux mêmes dates que celles retenues pour la régulation incitative pour les délais de déploiement. Soit, pour Vialis : au 31 décembre 2026 (sur les années 2024 à 2026), au 31 décembre 2028 (sur les années 2027 et 2028) et, en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible à cette date, au 31 décembre 2030 (sur les années 2029 et 2030).

Les dates des jalons pourront évoluer en fonction de la date effective des décisions des ministres.

2. PARAMETRES ENVISAGES POUR LE PROJET DE GEDIA

2.1 Régulation incitative des délais de déploiement



Taux de déploiement cumulé de compteurs posés et communicants, sur l'assiette des compteurs actifs et inactifs

Cible à atteindre au :			
	31 décembre 2025	31 décembre 2027	30 septembre 2029
Gedia	60,3 %	98,5 %	100 %

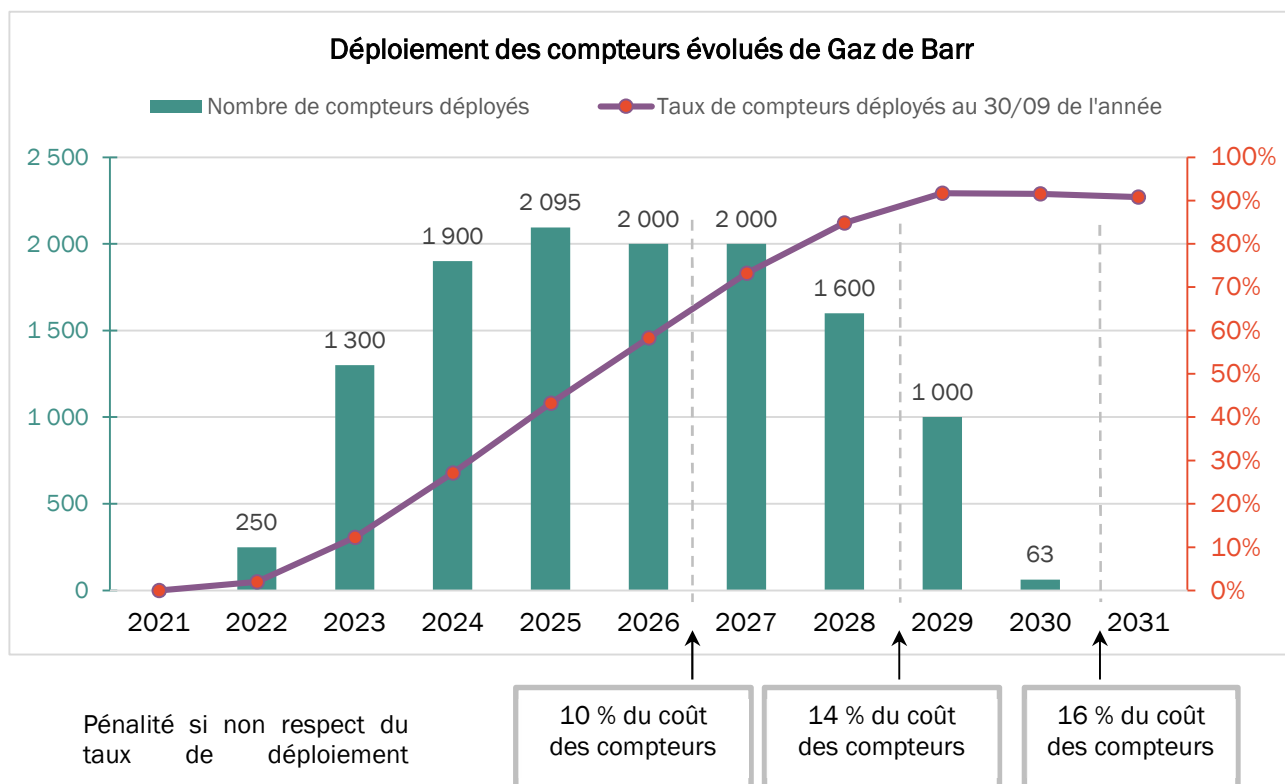
2.2 Régulation incitative des coûts d'investissement de comptage

S'agissant du cadre de régulation incitative des coûts d'investissement présenté dans la délibération n° 2021-103, les comparaisons entre les investissements en actif de comptage mis en service de Gedia et le coût de référence seraient effectuées aux mêmes dates que celles retenues pour la régulation incitative pour les délais de déploiement. Soit, pour Gedia : au 31 décembre 2025 (sur les années 2023 à 2025), au 31 décembre 2027 (sur les années 2026 et 2027) et, en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible à cette date, au 31 décembre 2029 (sur les années 2028 et 2029).

Les dates des jalons pourront évoluer en fonction de la date effective des décisions des ministres.

3. PARAMETRES ENVISAGES POUR LE PROJET DE GAZ DE BARR

3.1 Régulation incitative des délais de déploiement



Taux de déploiement cumulé de compteurs posés et communicants, sur l'assiette des compteurs actifs et inactifs			
Cible à atteindre au :			
	31 décembre 2026	31 décembre 2028	30 septembre 2030
Gaz de Barr	58,3 %	84,8 %	91,5 %

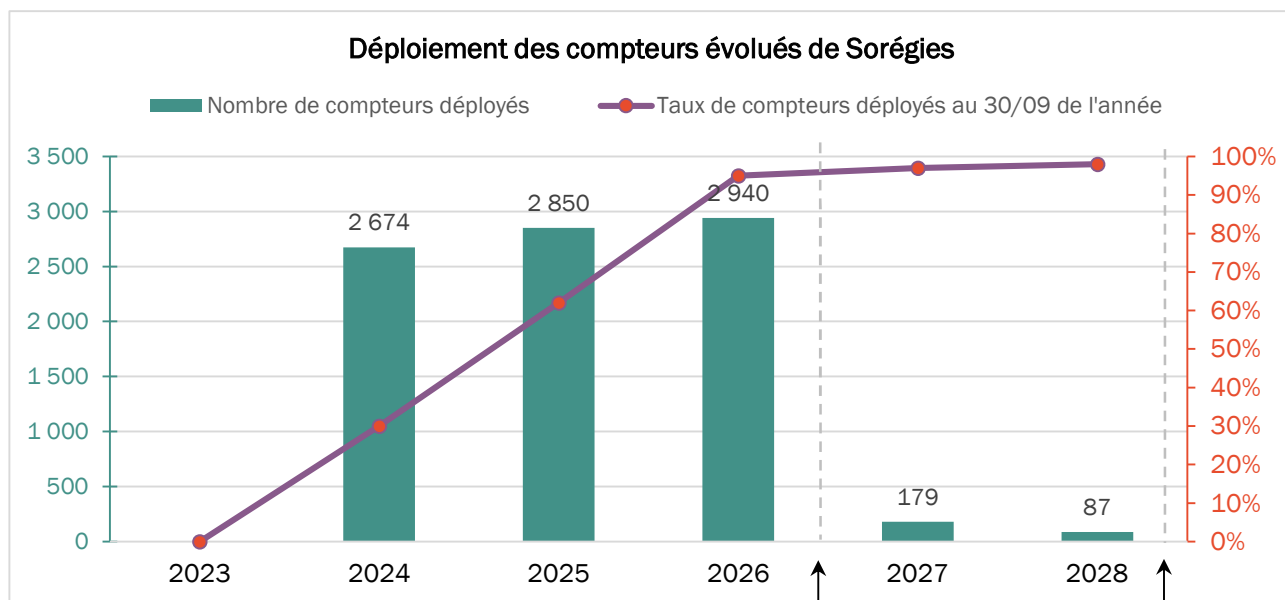
3.2 Régulation incitative des coûts d'investissement de comptage

S'agissant du cadre de régulation incitative des coûts d'investissement présenté dans la délibération n° 2021-103, les comparaisons entre les investissements en actif de comptage mis en service de Gaz de Barr et le coût de référence seraient effectuées aux mêmes dates que celles retenues pour la régulation incitative pour les délais de déploiement. Soit, pour Gaz de Barr : au 31 décembre 2026 (sur les années 2024 à 2026), au 31 décembre 2028 (sur les années 2027 et 2028) et, en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible à cette date, au 31 décembre 2030 (sur les années 2029 et 2030).

Les dates des jalons pourront évoluer en fonction de la date effective des décisions des ministres.

4. PARAMETRES ENVISAGES POUR LE PROJET DE SORÉGIES

4.1 Régulation incitative des délais de déploiement



Pénalité si non respect du taux de déploiement prévisionnel :

10 % du coût des compteurs

14 % du coût des compteurs

Taux de déploiement cumulé de compteurs posés et communicants, sur l'assiette des compteurs actifs et inactifs		
Cible à atteindre au :		
Sorégies	31 décembre 2026	31 décembre 2028
		95,0 %

4.2 Régulation incitative des coûts d'investissement de comptage

S'agissant du cadre de régulation incitative des coûts d'investissement présenté dans la délibération n° 2021-103, les comparaisons entre les investissements en actif de comptage mis en service de Sorégies et le coût de référence seraient effectuées aux mêmes dates que celles retenues pour la régulation incitative pour les délais de déploiement. Soit, pour Sorégies : au 31 décembre 2026 (sur les années 2024 à 2026), et, en cas de non-atteinte du taux de déploiement cible à cette date, au 31 décembre 2028 (sur les années 2027 et 2028).

Les dates des jalons pourront évoluer en fonction de la date effective des décisions des ministres.

ANNEXE 7 – INDICATEURS DE SUIVI DE LA PERFORMANCE DU SYSTEME DE COMPTAGE EVOLUE DES ELD

Cette annexe détaille les indicateurs, envisagés par la CRE, de suivi de la performance du système de comptage évolué des ELD concernées par le lancement 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 défini dans les tarifs ATRD des ELD.

1. « TAUX DE PUBLICATION MENSUELLE DES INDEX AUX FOURNISSEURS SUR LE PERIMETRE DES COMPTEURS EVOLUES »

ELD	R-GDS, Vialis, Gedia Gaz de Barr, Sorégies	
Calcul	Calcul le 1 ^{er} du mois M+2 du ratio : <u>$\frac{\text{Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé}^{46} \text{ dont la relève a été publiée par le portail fournisseur durant le mois M}}{\text{Nombre de PCE T1/T2 au statut télérelevé dont la relève a été reçue durant le mois M}}$</u> (soit une valeur suivie)	
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques et de mise hors service (MHS) (relevés de souscription non prises en compte) - tous index mesurés (y compris autorelevés) et calculés - tous fournisseurs confondus - calcul en J + 2 	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle 	
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o pour R-GDS et Gedia : <ul style="list-style-type: none"> • pour 2023 : 91,0 % • pour 2024 : 93,0 % • pour 2025 : 98,5 % • pour 2026 : 99,0 % o pour Vialis, Gaz de Barr et Sorégies : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2024 : 91,0 % o pour 2025 : 93,0 % o pour 2026 : 98,5 % o pour 2027 : 99,0 % 	
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - 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 - versement : à travers le CRCP 	
	R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2023 : - 9 000 € o pour 2024 : - 23 000 € o pour 2025 : - 37 000 € o pour 2026 : - 51 000 €

⁴⁶ Les compteurs au « statut télérelevé » sont des compteurs équipés (compteurs intégrés ou compteurs classiques équipés d'un module) et communicants.

	Vialis	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2024 : - 6 000 € o pour 2025 : - 10 000 € o pour 2026 : - 13 000 € o pour 2027 : - 17 000 €
	Gedia	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2023 : - 2 000 € o pour 2024 : - 4 000 € o pour 2025 : - 6 000 € o pour 2026 : - 8 000 €
	Gaz de Barr	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2024 : - 3 000 € o pour 2025 : - 5 000 € o pour 2026 : - 6 000 € o pour 2027 : - 7 000 €
	Sorégies	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2024 : - 2 000 € o pour 2025 : - 4 000 € o pour 2026 : - 6 000 € o pour 2027 : - 6 000 €
Date de mise en œuvre	- suivi et mise en œuvre des incitations : 1er janvier 2023	

2. « TAUX D'INDEX CYCLIQUES MESURES SUR LE PERIMETRE DES COMPTEURS ÉVOLUES »

ELD	R-GDS, Vialis, Gedia Gaz de Barr, Sorégies
Calcul	<p>Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio :</p> <p><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></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques - tous fournisseurs confondus
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o pour R-GDS et Gedia : <ul style="list-style-type: none"> • pour 2023 : 94,0 % • pour 2024 : 95,5 % • pour 2025 : 96,0 % • pour 2026 : 97,0 % o pour Vialis, Gaz de Barr et Sorégies <ul style="list-style-type: none"> • pour 2024 : 94,0 % • pour 2025 : 95,5 % • pour 2026 : 96,0 % • pour 2027 : 97,0 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - 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

	<ul style="list-style-type: none"> - 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 - versement : à travers le CRCP
R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2023 : - 9 000 € o pour 2024 : - 23 000 € o pour 2025 : - 37 000 € o pour 2026 : - 51 000 €
Vialis	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2024 : - 6 000 € o pour 2025 : - 10 000 € o pour 2026 : - 13 000 € o pour 2027 : - 17 000 €
Gedia	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2023 : - 2 000 € o pour 2024 : - 4 000 € o pour 2025 : - 6 000 € o pour 2026 : - 8 000 €
Gaz de Barr	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2024 : - 3 000 € o pour 2025 : - 5 000 € o pour 2026 : - 7 000 € o pour 2027 : - 8 000 €
Sorégies	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> o pour 2024 : - 2 000 € o pour 2025 : - 4 000 € o pour 2026 : - 6 000 € o pour 2027 : - 6 000 €
Date de mise en œuvre	- suivi et mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} janvier 2023

3. « TAUX D'INDEX CYCLIQUES CALCULES 3 FOIS ET PLUS SUR LE PERIMETRE DES COMPTEURS EVOLUES »

Calcul	<p>Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio :</p> <p><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></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - tous PCE T1 /T2 au statut télérelevé existants - tous relevés cycliques - tous fournisseurs confondus
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> - l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle - objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> o pour R-GDS et Gedia : <ul style="list-style-type: none"> • pour 2023 : 4,0 % • pour 2024 : 3,0 % • pour 2025 : 2,0 % • pour 2026 : 1,5 % o pour Vialis, Gaz de Barr et Sorégies <ul style="list-style-type: none"> • pour 2024 : 4,0 % • pour 2025 : 3,0 %

	<ul style="list-style-type: none"> • pour 2026 : 2,0 % • pour 2027 : 1,5 % 		
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ 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 - bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ 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 - versement : à travers le CRCP 		
	<table border="1"> <tr> <td>R-GDS</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2023 : - 6 000 € ○ pour 2024 : - 16 000 € ○ pour 2025 : - 25 000 € ○ pour 2026 : - 34 000 € </td> </tr> </table>	R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2023 : - 6 000 € ○ pour 2024 : - 16 000 € ○ pour 2025 : - 25 000 € ○ pour 2026 : - 34 000 €
	R-GDS	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2023 : - 6 000 € ○ pour 2024 : - 16 000 € ○ pour 2025 : - 25 000 € ○ pour 2026 : - 34 000 € 	
	<table border="1"> <tr> <td>Vialis</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2024 : - 4 000 € ○ pour 2025 : - 7 000 € ○ pour 2026 : - 9 000 € ○ pour 2027 : - 11 000 € </td> </tr> </table>	Vialis	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2024 : - 4 000 € ○ pour 2025 : - 7 000 € ○ pour 2026 : - 9 000 € ○ pour 2027 : - 11 000 €
	Vialis	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2024 : - 4 000 € ○ pour 2025 : - 7 000 € ○ pour 2026 : - 9 000 € ○ pour 2027 : - 11 000 € 	
	<table border="1"> <tr> <td>Gedia</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2023 : - 2 000 € ○ pour 2024 : - 3 000 € ○ pour 2025 : - 4 000 € ○ pour 2026 : - 6 000 € </td> </tr> </table>	Gedia	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2023 : - 2 000 € ○ pour 2024 : - 3 000 € ○ pour 2025 : - 4 000 € ○ pour 2026 : - 6 000 €
Gedia	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2023 : - 2 000 € ○ pour 2024 : - 3 000 € ○ pour 2025 : - 4 000 € ○ pour 2026 : - 6 000 € 		
<table border="1"> <tr> <td>Gaz de Barr</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2024 : - 2 000 € ○ pour 2025 : - 3 000 € ○ pour 2026 : - 4 000 € ○ pour 2027 : - 5 000 € </td> </tr> </table>	Gaz de Barr	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2024 : - 2 000 € ○ pour 2025 : - 3 000 € ○ pour 2026 : - 4 000 € ○ pour 2027 : - 5 000 € 	
Gaz de Barr	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2024 : - 2 000 € ○ pour 2025 : - 3 000 € ○ pour 2026 : - 4 000 € ○ pour 2027 : - 5 000 € 		
<table border="1"> <tr> <td>Sorégies</td> <td> <ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2024 : - 2 000 € ○ pour 2025 : - 3 000 € ○ pour 2026 : - 4 000 € ○ pour 2027 : - 4 000 € </td> </tr> </table>	Sorégies	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2024 : - 2 000 € ○ pour 2025 : - 3 000 € ○ pour 2026 : - 4 000 € ○ pour 2027 : - 4 000 € 	
Sorégies	<ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2024 : - 2 000 € ○ pour 2025 : - 3 000 € ○ pour 2026 : - 4 000 € ○ pour 2027 : - 4 000 € 		
Date de mise en œuvre	- suivi et mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} janvier 2023		

4. « TAUX D'INDEX RECTIFIES SUR LE PERIMETRE DES COMPTEURS EVOLUES »

Calcul	<p>Calcul le 1^{er} du mois M+2 du ratio :</p> <p><i>(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)</i></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> - 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
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> - fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> ○ l'incitation financière porte sur les valeurs du ratio calculé sur une base annuelle ○ objectif de référence : ○ pour R-GDS et Gedia : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2023 : 1,9 %

	<ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2024 : 1,2 % ○ pour 2025 : 0,8 % ○ pour 2026 : 0,5 % ○ Pour Vialis, Gaz de Barr et Sorégies : <ul style="list-style-type: none"> ● pour 2024 : 1,9 % ● pour 2025 : 1,2 % ● pour 2026 : 0,8 % ● pour 2027 : 0,5 %
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> - calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ 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 - bonus : $(4,5 \text{ €} \times 1 \% \times V)$ 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 - versement : à travers le CRCP
	<p>R-GDS</p> <ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2023 : - 6 000 € ○ pour 2024 : - 16 000 € ○ pour 2025 : - 25 000 € ○ pour 2026 : - 34 000 €
	<p>Vialis</p> <ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2024 : - 4 000 € ○ pour 2025 : - 7 000 € ○ pour 2026 : - 9 000 € ○ pour 2027 : - 11 000 €
	<p>Gedia</p> <ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2023 : - 2 000 € ○ pour 2024 : - 3 000 € ○ pour 2025 : - 4 000 € ○ pour 2026 : - 6 000 €
	<p>Gaz de Barr</p> <ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2024 : - 2 000 € ○ pour 2025 : - 3 000 € ○ pour 2026 : - 4 000 € ○ pour 2027 : - 5 000 €
	<p>Sorégies</p> <ul style="list-style-type: none"> - valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> ○ pour 2024 : - 2 000 € ○ pour 2025 : - 3 000 € ○ pour 2026 : - 4 000 € ○ pour 2027 : - 4 000 €
Date de mise en œuvre	- suivi et mise en œuvre des incitations : 1 ^{er} janvier 2023

ANNEXE 8 – VALEURS DE REFERENCE POUR LES OPTIONS T4 ET LE TARIF DE PROXIMITE (ANNEXE CONFIDENTIELLE)

ANNEXE 9 – TRAJECTOIRE PREVISIONNELLE DE REFERENCE DES COUTS UNITAIRES DES ACTIFS DE COMPTAGE DES PROJETS DE COMPTAGE EVOLUE DE VIALIS, GEDIA, GAZ DE BARR ET SOREGIES ET FORMULE D'INDEXATION ASSOCIEE (ANNEXE CONFIDENTIELLE)