



## DÉLIBÉRATION N° 2017-281

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 décembre 2017 portant 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, Christine CHAUVET, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Les tarifs péréqués actuels d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution (ELD), dits « tarifs ATRD4<sup>1</sup> », sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2013 en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 25 avril 2013<sup>2</sup>. Ces tarifs ont été conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans. Le tarif péréqué actuel de Sorégies est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2014 en application de la délibération de la CRE du 22 mai 2014<sup>3</sup>. Ce tarif a été conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ trois ans.

### Cadre juridique

Les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie définissent les compétences tarifaires de la CRE. L'article L.452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel. L'article L.452-3 dispose que « *La Commission de régulation de l'énergie 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. Ces délibérations [...] peuvent 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* ». Cet article précise en outre que « *la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Elle informe régulièrement les ministres lors de la phase d'élaboration de ces tarifs. Elle procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie* ».

Les dispositions de l'article L.452-1 du code de l'énergie prévoient que les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel font l'objet d'une péréquation à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire de réseaux de distribution, à l'exception des nouveaux réseaux publics de distribution mentionnés à l'article L.432-6 du même code<sup>4</sup>.

### Objet de la délibération

En application des articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie qui encadrent les compétences tarifaires de la CRE, la présente délibération définit dix nouveaux tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des ELD, dits « tarifs ATRD5 », conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à partir

<sup>1</sup> ATRD : accès des tiers au réseau de distribution.

<sup>2</sup> Délibération de la CRE du 25 avril 2013 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution.

<sup>3</sup> Délibération de la CRE du 22 mai 2014 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de Sorégies.

<sup>4</sup> Les tarifs non péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel font l'objet de délibérations spécifiques de la CRE pour chaque nouvelle concession.

du 1<sup>er</sup> juillet 2018 :

- un tarif spécifique pour chacune des neuf ELD ayant présenté des comptes dissociés ;
- un tarif commun pour les treize ELD n'ayant pas présenté de comptes dissociés.

### **Travaux tarifaires**

Dans le cadre de l'élaboration des tarifs ATRD5 des ELD, les ELD disposant d'un tarif spécifique ont transmis à la CRE, par courrier électronique en décembre 2016, l'ensemble des éléments de leur demande tarifaire. Certaines ELD ont ensuite transmis une mise à jour de leur demande en mai 2017.

Pour la période tarifaire ATRD5, les ELD ont présenté des demandes avec des niveaux très élevés : les demandes se traduiraient par des évolutions au 1<sup>er</sup> juillet 2018 comprises entre - 0,25 % et 15,26 % selon l'ELD, hors projets de comptage évolué, si l'on détermine l'équilibre tarifaire sur 4 ans avec une évolution annuelle au 1<sup>er</sup> juillet de la grille tarifaire selon l'inflation à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2019.

ELD	Evolution demandée au 1 <sup>er</sup> juillet 2018
Régaz-Bordeaux	6,68 %
Réseau GDS <sup>5</sup>	4,25 %
GEG	10,37 %
Vialis	12,41 %
Gedia	15,26 %
Caléo	- 0,25 %
Gaz de Barr	7,19 %
Veolia Eau	12,29 %
Sorégies	1,41 %

Pour établir les tarifs, la CRE a mené des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par les ELD et elle a confié à un cabinet externe un audit des charges d'exploitation réalisées et prévisionnelles des ELD pour la période 2013-2021. Les rapports d'audit ont été publiés simultanément à la consultation publique du 20 juillet 2017.

La CRE a également organisé une consultation publique qui s'est déroulée du 20 juillet au 15 septembre 2017, pour laquelle 17 contributions de fournisseurs, de gestionnaires d'infrastructure, d'autorités organisatrices de la distribution d'énergie et d'une organisation syndicale ont été reçues. Aucune association de consommateurs n'a répondu. Une large majorité des contributeurs s'est exprimée favorablement sur les orientations proposées par la CRE. Les réponses dont les auteurs n'ont pas demandé qu'elles restent confidentielles sont publiées en même temps que la présente délibération. La CRE a également procédé à deux reprises à l'audition du SPEGNN (syndicat professionnel regroupant les ELD de gaz naturel en France).

### **Principales évolutions**

Sur la base de l'ensemble de ces éléments, la CRE décide de conserver les principes généraux actuellement en vigueur, tout en renforçant le caractère incitatif du cadre de régulation tarifaire :

- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2018, avec une évolution au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des charges d'exploitation et des charges de capital « hors réseaux » de l'opérateur : l'opérateur conservera les gains ou les pertes qui pourraient être réalisés par rapport à la trajectoire prévue ;
- un suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux pour les ELD desservant plus de 100 000 consommateurs ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service, à l'augmentation du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz et à l'efficacité des dépenses de recherche et développement ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir les tarifs des ELD ;

<sup>5</sup> Le nom de marque de Réseau GDS est devenu R-GDS en 2017.

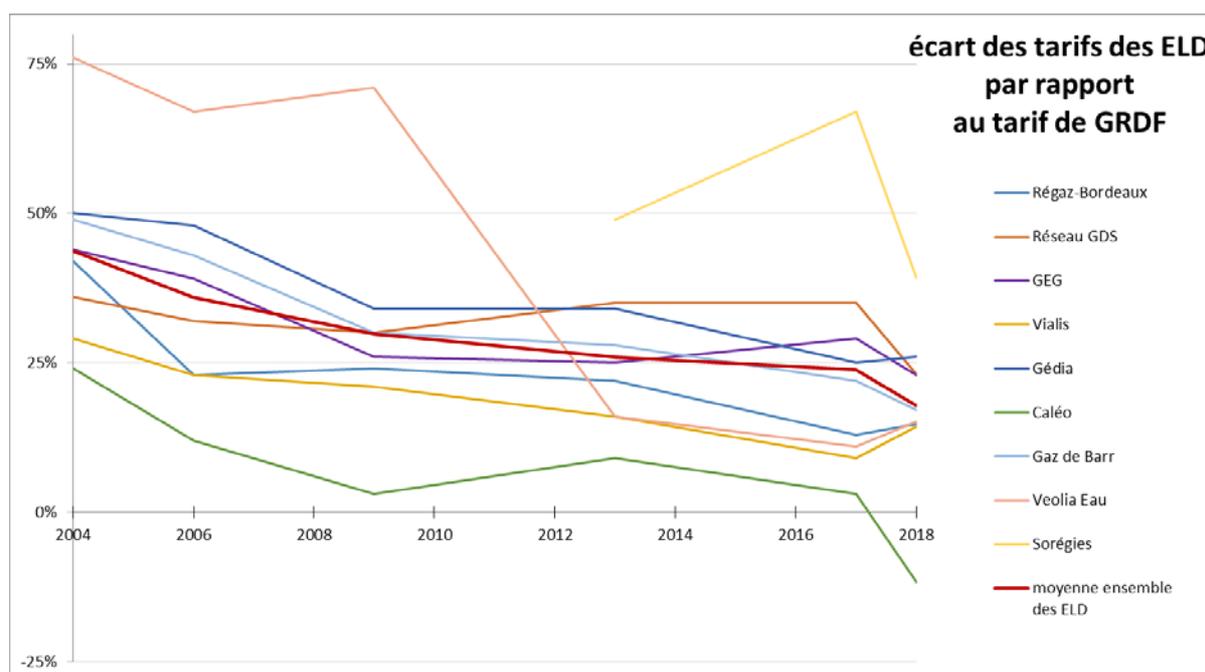
- une clause de rendez-vous activable au bout de deux ans d'application du tarif, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation de l'opérateur sur les années 2020 et 2021.

Ce cadre de régulation donne à l'ensemble des parties prenantes de la visibilité sur l'évolution des tarifs des ELD entre 2018 et 2021. Il incite les ELD à améliorer leur efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de leurs coûts, que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de leurs réseaux. Il les protège également de certains risques, liés notamment à l'inflation et aux aléas climatiques influant sur les quantités de gaz distribuées, ainsi que, s'il y a lieu, des conséquences pouvant résulter d'évolutions réglementaires.

Les tarifs ATRD5 définis par la CRE entreront en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2018. Les évolutions suivantes sont prévues à cette date par rapport aux tarifs actuels (projets de comptage évolué inclus pour Régaz-Bordeaux et GEG) :

ELD	Evolution du niveau du tarif au 1 <sup>er</sup> juillet 2018	Ecart de niveau de tarif au 1 <sup>er</sup> juillet 2018 par rapport au niveau du tarif de GRDF au 30 juin 2018
Régaz-Bordeaux	1,01 % (-1,75 % hors projet de comptage évolué)	14,81 % (11,68 % hors projet de comptage évolué)
Réseau GDS	-11,96 %	23,04 %
GEG	-4,43 % (-8,94 % hors projet de comptage évolué)	22,94 % (17,13 % hors projet de comptage évolué)
Vialis	5,13 %	14,36 %
Gedia	0,70 %	25,96 %
Caléo	-14,18 %	-11,69 %
Gaz de Barr	-4,26 %	17,03 %
Veolia Eau	2,30 %	15,20 %
Sorégies	-16,69 %	39,20 %
Tarif commun	-2,85 %	17,87 %

Ces niveaux s'inscrivent dans la poursuite d'une tendance de long terme qui voit l'écart entre le niveau des tarifs des ELD et celui de GRDF se réduire :



Les tarifs évolueront ensuite annuellement à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2019 en tenant compte de l'inflation et du solde du CRCP.

Pour établir ces tarifs, la CRE a retenu comme référence le niveau des charges atteint par les ELD au cours de la période tarifaire ATRD4, afin de faire bénéficier les consommateurs des gains de productivité réalisés pendant cette période. Par rapport à cette référence, la CRE a pris en compte :

- les demandes des ELD relatives aux trajectoires d'investissements et aux dépenses de sécurité, avec notamment des hausses des coûts de maintenance pour certaines ELD ;
- les coûts des nouvelles obligations issues de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (ci-après « LTECV ») et de la loi portant sur la nouvelle organisation territoriale de la République (ci-après « NOTRe »)<sup>6</sup> à un niveau jugé pertinent au regard d'une comparaison entre les demandes des ELD et en tenant compte de la possibilité pour elles de mutualiser certaines activités ;
- les projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG, sous réserve d'approbation par les ministres chargés de la consommation et de l'énergie du déploiement de ces projets ;
- la couverture d'un budget dédié au développement d'un portail fournisseur pour les 4 ELD qui n'en disposent pas encore (Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau).

La CRE a également intégré les coûts de la part acheminement des factures impayées des consommateurs, en application des principes rappelés par la décision du comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) du 19 septembre 2014<sup>7</sup>.

Elle prend également en compte les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique selon le dispositif prévu par la délibération n° 2017-238<sup>8</sup>. Ainsi, pour chacune des options tarifaires, un coefficient « R<sub>f</sub> » s'appliquant à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, vient augmenter l'abonnement annuel pour prendre en compte le montant moyen de la contrepartie financière versée aux fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique. Les recettes générées par ce coefficient R<sub>f</sub> sont supposées couvrir exactement les charges supportées par les ELD.

Les différences de niveau entre les tarifs des ELD et leur demande sont principalement liées aux paramètres suivants :

- le coût moyen pondéré du capital fixé à 4,625 % réel avant impôts. Ce coût moyen pondéré du capital diffère de celui de GRDF (fixé à 5 % pour le tarif ATRD5 de GRDF sur la période 2016-2019) uniquement en raison des conditions applicables aux ELD concernant la déductibilité fiscale des charges financières nettes et des modifications du niveau du taux normal d'imposition sur les sociétés intervenues depuis la décision ATRD5 de GRDF ;
- la révision par la CRE des hypothèses retenues par les ELD concernant certains postes de charges ;
- des efforts de productivité supplémentaires pour GEG et Veolia Eau compte tenu notamment du bilan de la période ATRD4.

Les charges nettes d'exploitation couvertes par les tarifs ATRD5 à partir de 2018 sont supérieures aux charges réellement supportées la dernière année connue (2016 ou 2015) pour chacune des 9 ELD au tarif spécifique. Ces charges nettes d'exploitation sont ainsi en hausse entre 0,03 % et 22,6 % selon l'ELD concernée entre les charges réellement supportées pour la dernière année connue (2015 ou 2016) et les charges couvertes par les tarifs ATRD5 pour la première année (2018).

En ce qui concerne la structure des tarifs, les principes en vigueur sont reconduits pour les tarifs ATRD5. Toutefois, la CRE fait évoluer les grilles tarifaires des ELD 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, à compter de 2018 pour 7 ELD au tarif spécifique et les ELD au tarif commun et à compter de 2021 pour Régaz-Bordeaux et Réseau GDS, hors option tarifaire « TP » pour Réseau GDS et Veolia Eau. La grille tarifaire d'une ELD pourra ainsi être obtenue en appliquant un coefficient proportionnel unique à la grille tarifaire de GRDF, ce qui facilitera le développement d'offres de marché pour les consommateurs raccordés aux réseaux exploités par les ELD.

La grille tarifaire ATRD péréqué de GRDF sera définie par la CRE au printemps 2018, au terme de l'évolution annuelle prévue par le cadre pluriannuel du tarif ATRD5 de GRDF. La CRE publiera donc une délibération au printemps 2018 pour définir l'ensemble des grilles tarifaires des ELD qui s'appliqueront du 1<sup>er</sup> juillet 2018 au 30 juin 2019, ces grilles étant désormais homothétiques à la grille de GRDF en vigueur, sauf temporairement pour

<sup>6</sup> Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant sur la nouvelle organisation territoriale de la République.

<sup>7</sup> Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE en date du 19 septembre 2014 sur le différend qui oppose la société POWEO DIRECT ENERGIE à la société GRDF relatif au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel.

<sup>8</sup> Délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017 portant modification des délibérations de la CRE du 25 avril 2013, du 22 mai 2014 et du 10 mars 2016 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et hors option tarifaire « TP » pour Réseau GDS et Veolia Eau. Le niveau de ces grilles tarifaires restera celui fixé par la présente délibération.

Par ailleurs, dans la perspective des prochains tarifs ATRD6, la CRE organisera des travaux sur la structure des tarifs, qui seront menés avec les GRD et en concertation avec les acteurs de marché. Ces travaux permettront, par exemple, de mieux prendre en compte les évolutions de comportement des consommateurs dans la structure tarifaire afin de les inciter à maîtriser leur demande en énergie ou encore de mieux les inciter à limiter leur consommation pendant les périodes de pointe.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 19 décembre 2017.

# SOMMAIRE

<b>1. MÉTHODOLOGIE.....</b>	<b>8</b>
1.1 TYPOLOGIE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (GRD) ET DES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION GAZ NATUREL .....	8
1.1.1 Typologie des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) .....	8
1.1.2 Typologie des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel .....	8
1.1.3 Définition des années comptables prises en compte dans les tarifs des entreprises locales de distribution .....	9
1.2 PRINCIPES GÉNÉRAUX.....	9
1.2.1 Définition du revenu autorisé prévisionnel .....	9
1.2.1.1 Charges d'exploitation .....	9
1.2.1.2 Charges de capital normatives (CCN) .....	10
1.2.2 Cadre de régulation tarifaire .....	11
1.2.3 Structure des tarifs .....	12
1.3 CADRE DE RÉGULATION INCITATIVE POUR LES TARIFS ATRD5 DES ELD.....	12
1.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement .....	13
1.3.1.1 Les charges nettes d'exploitation.....	13
1.3.1.2 Les dépenses d'investissement .....	13
1.3.2 Régulation incitative pour le développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz.....	14
1.3.3 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D).....	17
1.3.4 Régulation incitative de la qualité de service .....	18
1.3.5 Régulation incitative pour le développement d'un portail fournisseur .....	19
1.3.6 Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) .....	20
1.3.7 Clause de rendez-vous .....	21
1.3.8 Cadre de régulation des ELD ne présentant pas de comptes dissociés.....	21
1.4 STRUCTURE DES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL.....	22
1.4.1 Continuité de la structure tarifaire existante .....	22
1.4.2 Harmonisation des grilles tarifaires des ELD de gaz naturel .....	22
1.4.3 Prise en compte du montant moyen de la contrepartie financière versée aux fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique (coefficient « Rf ») .....	23
1.4.4 Traitement tarifaire des GRD de rang n+1.....	23
<b>2. PARAMÈTRES DES TARIFS ATRD5 DES ELD ET DE LEUR TRAJECTOIRE D'ÉVOLUTION .....</b>	<b>24</b>
2.1 REVENU AUTORISÉ PRÉVISIONNEL.....	24
2.1.1 Demandes des ELD .....	24
2.1.1.1 ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique .....	24
2.1.2 Charges d'exploitation .....	25
2.1.2.1 Analyse des principaux postes de charges d'exploitation .....	26
2.1.2.2 Effort de productivité.....	30
2.1.2.3 Synthèse des ajustements par ELD .....	30
2.1.3 Charges dues aux impayés .....	36
2.1.4 Traitement des charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique .....	37

2.1.5 Incitations financières prévisionnelles au titre de la régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz.....	37
2.1.6 Charges de capital normatives .....	38
2.1.6.1 Trajectoires prévisionnelles des dépenses d'investissements .....	38
2.1.6.2 Trajectoires prévisionnelles des bases d'actifs régulés.....	38
2.1.6.3 Taux de rémunération .....	39
2.1.6.4 Trajectoires prévisionnelles des charges de capital normatives.....	40
2.1.6.5 Charges de capital « hors réseaux » .....	40
2.1.7 Projets de comptage évolué.....	42
2.1.7.1 Estimation des charges nettes d'exploitation.....	42
2.1.7.2 Estimation des charges de capital .....	43
2.1.7.3 Estimation du revenu autorisé lié au projet de comptage évolué.....	44
2.1.8 Prise en compte du solde du CRCP des tarifs ATRD4 .....	44
2.1.9 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2018-2021 .....	45
2.2 HYPOTHÈSES DE QUANTITÉS DE GAZ DISTRIBUÉES ET DE NOMBRE DE CONSOMMATEURS DESSERVIS ...	49
2.2.1 Evolutions constatées sur la période couverte par les tarifs ATRD4.....	49
2.2.2 Trajectoires retenues pour les tarifs ATRD5 .....	50
2.3 TRAJECTOIRE D'ÉVOLUTION DES TARIFS ATRD5 DES ELD.....	52
2.3.1 ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique.....	52
2.3.2 ELD disposant du tarif ATRD commun .....	55
<b>3. TARIFS PÉRÉQUÉS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION .....</b>	<b>56</b>
3.1 RÈGLES TARIFAIRES .....	56
3.1.1 Durée des tarifs .....	56
3.1.2 Structure tarifaire.....	56
3.1.2.1 Structure et choix des options tarifaires .....	56
3.1.2.2 Détermination des termes tarifaires applicables à partir du 1 <sup>er</sup> juillet 2018.....	57
3.1.2.3 Grilles de référence pour les termes tarifaires hors coefficient $R_f$ .....	57
3.2 NIVEAU DES TARIFS PÉRÉQUÉS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION .....	59
3.2.1 Coefficients de niveau « NIV » des ELD disposant d'un tarif spécifique .....	59
3.2.1.1 Calcul du solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> jour de l'année N .....	60
3.2.1.2 Calcul du coefficient $k_N$ en vue de l'apurement du solde du CRCP .....	61
3.2.1.3 Revenu autorisé calculé ex post.....	61
3.2.1.4 Recettes prévisionnelles liées aux abonnements, souscriptions de capacité et terme proportionnel à la distance .....	71
3.2.1.5 Valeurs de référence pour les prévisions de recettes tarifaires.....	71
3.2.2 Coefficient de niveau du tarif commun des ELD ne présentant pas de comptes dissociés .....	77
3.3 ANNEXES .....	77
3.3.1 Annexe 1 - Indicateurs de suivi de la qualité de service des ELD.....	77
3.3.2 Annexe 2 – Valeurs de référence pour les options T4 et le tarif de proximité (annexe confidentielle)....	77
3.3.3 Annexe 3 – Catégories d'ouvrage pour le suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux de Régaz-Bordeaux et de Réseau GDS.....	88

## 1. MÉTHODOLOGIE

### 1.1 Typologie des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) et des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution gaz naturel

#### 1.1.1 Typologie des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD)

Il existe actuellement 26 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 ;
- 25 autres GRD de plus petite taille :
  - Régaz-Bordeaux et Réseau 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 113 autres communes du département du Bas-Rhin (dont 80 en zone péréquée) ;
  - 20 autres GRD, représentant au total 1 % des quantités de gaz distribuées et n'étant pas tenus, par la loi, de mettre en œuvre une séparation juridique entre leurs activités de distribution et celles de production ou de fourniture ;
  - 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.

#### 1.1.2 Typologie des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel

Les dispositions de l'article L. 452-1 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 opérateur. En revanche, elles excluent de cette péréquation tarifaire les nouvelles zones de desserte visées à l'article L.432-6 du code de l'énergie.

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

- d'une part, de tarifs ATRD péréqués à l'intérieur de la zone de desserte des GRD concernés :
  - 1 tarif spécifique à GRDF. Le tarif ATRD5 de GRDF est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2016, en application de la délibération de la CRE du 10 mars 2016 ;
  - 9 tarifs spécifiques pour les 9 ELD ayant présenté des comptes dissociés : Régaz-Bordeaux, Réseau GDS, GEG, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau, Sorégies ;
  - 1 tarif commun pour les 13 ELD ne produisant pas de comptes dissociés :
    - Énergies Services Lannemezan ;
    - Energis - Régie de Saint-Avoid ;
    - Gazélec de Péronne ;
    - Énergies et Services de Seyssel ;
    - ESDB - Régie de Villard Bonnot ;
    - 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 Énergies 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<sup>er</sup> juillet 2017, il existe 154 tarifs. Avant 2011, ces tarifs étaient définis par des arrêtés approuvant les propositions tarifaires de la CRE. Depuis 2011, ces tarifs sont définis par des délibérations de la CRE. Les règles tarifaires pour les tarifs non péréqués donneront lieu prochainement à une délibération de la CRE qui reprendra en les faisant évoluer les règles définies au paragraphe K de la délibération de la CRE du 25 avril 2013<sup>9</sup>.

### **1.1.3 Définition des années comptables prises en compte dans les tarifs des entreprises locales de distribution**

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, Réseau 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*.

## **1.2 Principes généraux**

Pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel, la CRE établit dans une première étape un revenu autorisé prévisionnel pour chaque GRD disposant d'un tarif spécifique.

La CRE fixe également un cadre de régulation qui vise, d'une part, à limiter pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis le risque financier des GRD et/ou des utilisateurs, à travers un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, à encourager les GRD à améliorer leur performance *via* la mise en place de mécanismes incitatifs.

Le revenu autorisé prévisionnel de chaque GRD est ensuite ventilé entre les utilisateurs sous forme d'options tarifaires, composées de différents termes tarifaires, l'ensemble de ces termes constituant la « structure tarifaire ».

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir le tarif à sa date d'entrée en vigueur ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

### **1.2.1 Définition du revenu autorisé prévisionnel**

La CRE définit le revenu autorisé prévisionnel des GRD sur la période considérée sur la base de plans d'affaires transmis par les opérateurs.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges de capital normatives et des charges nettes d'exploitation :

$$RA_p = CNE_p + CCN_p + A$$

Avec :

- $RA_p$  : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- $CNE_p$  : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- $CCN_p$  : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- $A$  : solde du CRCP restant à apurer au titre de la période tarifaire passée.

#### **1.2.1.1 Charges d'exploitation**

Les charges nettes d'exploitation comprennent les charges de fonctionnement (principalement composées des achats externes, des dépenses de personnel et des impôts et taxes) déduction faite des recettes extratarifaires (principalement composées des recettes liées aux prestations annexes contenues dans le catalogue de prestations des GRD).

Le niveau des charges 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 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux de gestionnaires de réseaux efficaces. L'ensemble des données prévisionnelles des plans d'affaires pour la période 2018-2021 communiqués par les opérateurs font l'objet d'une analyse détaillée et, le cas échéant, de révisions.

<sup>9</sup> Délibération de la CRE du 25 avril 2013 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution.

### 1.2.1.2 Charges de capital normatives (CCN)

Les charges de capital comportent une part d'amortissement et une part de rémunération du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par les ELD, la base d'actifs régulés (BAR), et de l'évaluation de la rémunération des actifs.

$$\text{CCN} = \text{amortissement} + \text{base d'actifs régulés (BAR)} * \text{coût moyen pondéré du capital (CMPC)}$$

La BAR est composée de l'ensemble des actifs exploités par chaque ELD, retraitée de certaines participations de tiers et des remises gratuites. Une fois intégrée dans la BAR, la valeur des actifs est réévaluée au 1<sup>er</sup> jour de chaque année de l'inflation réalisée. Les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie normative.

Les durées de vie retenues pour les principales catégories d'actifs industriels sont de :

- 50 ans ou 45 ans pour les conduites et branchements ;
- 40 ans pour les postes de détente ;
- 30 ans pour les constructions ;
- 20 ans pour la compression et le comptage ;
- 10 ans pour les autres installations techniques.

#### Valeur initiale de la BAR au 31 décembre 2002

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. Les actifs sont réputés mis en service au 1<sup>er</sup> juillet de l'année N (au 1<sup>er</sup> avril de l'année N pour les ELD qui clôturent leurs comptes le 30 septembre de l'année N-1) ;
- les terrains sont pris en compte sur la base de leur valeur historique réévaluée non amortie.

#### Actualisation de la valeur de la BAR

Les actifs mis en service entre le 1<sup>er</sup> janvier 2003 et le 31 décembre 2016 sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute. Les investissements prévus à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017 sont pris en compte à leur valeur brute prévisionnelle telle que communiquée par les opérateurs. Pour les ELD qui arrêtent leurs comptes en fonction de l'année gazière, ces dates sont respectivement le 30 septembre 2016 et le 1<sup>er</sup> octobre 2016.

Les données définitives pour l'année 2017 seront prises en compte lors de l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2019.

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 un 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 un 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<sup>er</sup> juillet de chaque année et la date de sortie des actifs au 30 juin (respectivement 1<sup>er</sup> avril et 31 mars pour les opérateurs en clôture décalée). Seuls les actifs en service sont intégrés dans la BAR.

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

- les actifs sont réévalués au 1<sup>er</sup> 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). L'indice de réévaluation utilisé est l'indice INSEE 641194 des prix à la consommation hors tabac pour la France entière jusqu'à 2016 puis à la suite de l'arrêt de sa publication par l'INSEE, l'indice INSEE 1763852 des prix à la consommation hors tabac, pour l'ensemble des ménages résidant en France, construit à partir de l'indice

précédent, recalé en base 100 sur l'année 2015. Les actifs tels que l'immobilier, les SI et les véhicules sont réévalués à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 ;

- les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les durées de vie pour l'amortissement des actifs après le 31 décembre 2002 sont identiques à celles utilisées pour la revalorisation des actifs mis en service avant cette date.

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.

#### Taux de rémunération des actifs

La méthode retenue pour évaluer ce 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.

### 1.2.2 Cadre de régulation tarifaire

L'activité des GRD est encadrée par différents dispositifs qui constituent le « cadre de régulation tarifaire ».

En premier lieu, les dispositifs du cadre de régulation tarifaire permettent d'adapter le revenu autorisé prévisionnel en fonction de l'inflation réalisée afin de prémunir les opérateurs contre des risques liés à l'inflation qui pèsent sur leurs charges.

En deuxième lieu, les dispositifs du cadre de régulation tarifaire permettent de corriger, *a posteriori*, le revenu autorisé afin, pour des postes prédéfinis, de prendre en compte les écarts entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées. Ces écarts sont couverts au travers du CRCP.

Enfin, afin d'inciter les GRD à une gestion efficace des réseaux qu'ils exploitent, la CRE met en place des mécanismes incitatifs. Ces dispositions concernent différents domaines d'activité des opérateurs : la maîtrise des charges d'exploitation, la maîtrise des dépenses d'investissement, le maintien voire l'amélioration de la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux, le développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz ainsi que l'amélioration de l'efficacité des dépenses de recherche et développement. Certains de ces dispositifs s'accompagnent d'incitations financières (sous formes de bonus ou pénalités) qui, dans la plupart des cas, viennent majorer ou minorer en cours de période le revenu autorisé des GRD et sont pris en compte à travers le CRCP. Ces dispositifs peuvent donner lieu dans le cas du suivi de la qualité de service à des compensations directes des utilisateurs par les GRD.

A compter de l'année d'entrée en vigueur des tarifs des ELD, leur niveau évolue au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année selon la formule suivante :

$$Z = IPC - X + k$$

Avec :

- Z : variation du niveau du tarif au 1<sup>er</sup> juillet, exprimée en pourcentage ;
- IPC : variation annuelle moyenne constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, telle que calculée par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852) ;
- X : facteur d'évolution annuel du niveau du tarif, en pourcentage ;
- k : évolution du niveau du tarif, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP. Le terme k ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse de plus de 2 % du niveau du tarif en vigueur. L'évolution annuelle des niveaux des tarifs des ELD sera donc comprise entre (IPC - X - 2 %) et (IPC - X + 2 %).

Cette évolution en niveau ne s'applique pas au coefficient « R<sub>f</sub> » qui vient augmenter l'abonnement annuel pour prendre en compte le montant moyen de la contrepartie financière versée aux fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique. Le coefficient « R<sub>f</sub> » reste égal à celui appliqué à GRDF, actuellement défini par la

délibération du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, telle que modifiée par la délibération de la CRE n° 2017-238<sup>10</sup>.

### 1.2.3 Structure des tarifs

La structure des tarifs est constituée de quatre options tarifaires principales, une option tarifaire étant la formule tarifaire choisie par le fournisseur pour le compte de son client en fonction de ses caractéristiques de consommation. Les trois options T1, T2, T3<sup>11</sup> comprennent chacune un abonnement (constitué d'une part dite « abonnement hors Rf » et du coefficient Rf) et un terme proportionnel aux quantités de gaz acheminées. L'option T4 pour les plus grands consommateurs comprend un abonnement (constitué d'une part dite « abonnement hors Rf » et du coefficient Rf), un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités de gaz acheminées. Les grands consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution bénéficient de l'option tarifaire, dit « tarif de proximité » (TP). Les consommateurs d'un immeuble ou d'un groupe de logements ne disposant pas d'un compteur individuel et disposant d'un compteur collectif sont facturés sur la base des termes tarifaires de l'option T1. Pour les autres consommateurs ne disposant pas d'un compteur individuel, un forfait est appliqué.

## 1.3 Cadre de régulation incitative pour les tarifs ATRD5 des ELD

L'article L.452-3 du code de l'énergie dispose que les délibérations de la CRE sur les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel « [...] peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs 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, [...] et à la recherche d'efforts de productivité. »

En application de ces dispositions, la présente décision tarifaire prévoit la reconduction des principes généraux du cadre de régulation des tarifs ATRD4 incitant les ELD à améliorer leur efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de leurs réseaux. Toutefois, le cadre existant évolue sur la base du retour d'expérience des tarifs en vigueur et du cadre de régulation défini pour le tarif ATRD5 de GRDF.

Ce nouveau cadre de régulation est fondé sur les principes suivants :

- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2018, avec une évolution au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des charges d'exploitation et des charges de capital « hors réseaux » de l'opérateur : l'opérateur conservera la totalité des gains de productivité et pertes supplémentaires qui pourraient être réalisés ;
- un suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux pour les ELD desservant plus de 100 000 consommateurs ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service, au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz ainsi qu'à l'amélioration de l'efficacité des dépenses de recherche et développement ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir les tarifs des ELD ;
- pour Régaz-Bordeaux et GEG, en cas d'approbation par les ministres chargés de la consommation et de l'énergie du déploiement de leurs projets de comptage évolué de gaz naturel, la prise en compte des charges relatives à ces projets de comptage évolué et les incitations financières qui seraient alors définies par une délibération de la CRE portant décision sur le cadre de régulation incitative de ces projets de comptage évolué. La CRE a défini les orientations sur ce cadre de régulation par délibération n° 2017-250<sup>12</sup> ;
- une clause de rendez-vous activable au bout de deux ans d'application des tarifs, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation des opérateurs sur les années 2020 et 2021.

Ce cadre de régulation donne à l'ensemble des acteurs du marché une bonne visibilité sur l'évolution des tarifs des

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

<sup>11</sup> Consommation annuelle par option : T1 de 0 à 6 MWh ; T2 de 6 à 300 MWh ; T3 de 300 à 5 000 MWh ; T4 supérieure à 5 000 MWh.

<sup>12</sup> Délibération de la CRE n° 2017-250 du 9 novembre 2017 portant orientation sur le cadre de régulation des systèmes de comptage évolué de gaz naturel des gestionnaires de réseaux de distribution Régaz-Bordeaux et GEG.

ELD entre 2018 et 2021. Il incite les ELD à améliorer leur efficacité tout en les protégeant des risques, liés notamment à l'inflation et aux aléas climatiques influant sur les quantités de gaz distribuées ainsi que, s'il y a lieu, des conséquences pouvant résulter d'évolutions réglementaires.

La majorité des contributeurs s'est exprimée favorablement sur les orientations de la CRE portant sur le cadre de régulation incitative des tarifs ATRD5 des ELD.

### **1.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement**

En préparation des présents tarifs, la CRE a analysé les axes d'amélioration possibles du cadre de régulation, afin de mieux inciter les ELD à la maîtrise de leurs coûts et à la bonne réalisation de leurs investissements, en cohérence avec les évolutions du cadre de régulation apportées au tarif ATRD5 de GRDF.

#### **1.3.1.1 Les charges nettes d'exploitation**

La CRE reconduit pour les tarifs ATRD5 les principes de régulation incitative des charges d'exploitation en vigueur dans les tarifs ATRD4. Ainsi, les trajectoires des charges nettes d'exploitation des ELD sont définies sur la période 2018-2021. Elles comportent, pour GEG et Veolia Eau, un objectif de productivité additionnel correspondant à celui d'un opérateur efficace. Le niveau des charges couvertes par les tarifs ATRD5 est fixé en tenant compte des efforts de productivité réalisés par les ELD au cours de la période tarifaire ATRD4, afin de faire bénéficier les utilisateurs de ces gains sur le long terme.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par les opérateurs par rapport au niveau de charges d'exploitation fixé par les tarifs ATRD5 seront conservés intégralement par les opérateurs, comme pour les tarifs ATRD4. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les opérateurs.

#### **1.3.1.2 Les dépenses d'investissement**

Dans le cadre tarifaire des tarifs ATRD4, les écarts de charges de capital entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées sont couverts à 100 % à travers le CRCP. L'incitation à l'amélioration de l'efficacité sur les investissements (maîtrise des coûts et des délais) est donc limitée.

En outre, les charges d'exploitation des ELD ne rentrent pas dans le périmètre du CRCP (à l'exception des charges relatives aux pertes et différences diverses, des recettes extratarifaires non incitées et des charges relatives aux impayés, voir paragraphe 1.3.6) et font donc l'objet d'une forte incitation. Cette dissymétrie des cadres de régulation peut introduire une distorsion dans les choix des opérateurs entre des solutions impliquant des investissements et d'autres impliquant des charges d'exploitation lorsqu'elles sont substituables.

La présente délibération maintient le principe général de couverture à 100 % à travers le CRCP des écarts de charges de capital entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées. Elle introduit en revanche :

- un mécanisme de suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux pour les ELD desservant plus de 100 000 consommateurs ;
- un mécanisme de régulation incitative sur certains investissements « hors réseaux » pour toutes les ELD.

#### **a) Suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux pour les ELD desservant plus de 100 000 consommateurs**

Les tarifs ATRD4 des ELD de gaz naturel avait introduit pour les deux plus grandes ELD disposant d'un tarif spécifique (Régaz-Bordeaux et Réseau GDS) un mécanisme les incitant à maîtriser les coûts de leurs programmes d'investissement, hors investissements relatifs à la sécurité et à la cartographie, et pour les 7 autres ELD disposant d'un tarif spécifique, un suivi d'indicateurs quantitatifs relatifs à leurs dépenses d'investissement. Les indicateurs suivis au cours de la période ATRD4 ont été insuffisants pour s'assurer que la baisse constatée du montant des investissements dans les réseaux chez certaines ELD ne s'était pas faite au détriment de la réalisation des volumes prévus d'investissements. En conséquence, la CRE a envisagé dans le cadre de la consultation publique un suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux similaires à celui de GRDF, mais sans incitation financière.

En réponse, les participants à la consultation publique ont considéré que le mécanisme de suivi des coûts unitaires des investissements doit être simple et adapté à la taille des ELD. En outre, certains ont souligné que l'instabilité des coûts unitaires des investissements pour les plus petites ELD où le foisonnement est limité pouvait remettre en cause la pertinence de ce suivi.

La présente délibération fait évoluer, pour la période ATRD5, le mécanisme défini pour la période ATRD4 en :

- adaptant le mécanisme de suivi pour les ELD desservant plus de 100 000 consommateurs (Régaz-Bordeaux et Réseau GDS) ;
- supprimant le suivi des coûts unitaires pour les 7 autres ELD disposant d'un tarif spécifique.

Ce suivi des investissements dans les réseaux réalisés par Régaz-Bordeaux et Réseau GDS a pour objectif d'apprécier chaque année l'efficacité des investissements dans les réseaux réalisés par ces ELD, quels que soient le volume de chantiers et la quantité d'ouvrages mis en service par chaque ELD au cours de la période ATRD5. Ce suivi concerne exclusivement les ouvrages de réseaux. Les actifs concernés par le mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » en sont donc par définition exclus. Aucune incitation financière à la maîtrise des coûts unitaires des investissements dans les réseaux n'est introduite sur la période ATRD5.

Les ouvrages de réseaux sont regroupés en catégories définissant différentes natures d'ouvrages ayant un coût unitaire relativement homogène et stable. Pour chaque année de la période ATRD5, ce suivi consiste à évaluer l'évolution de la valeur totale de chaque catégorie d'ouvrages mise en service par chaque ELD au regard :

- du nombre de chantiers réalisés ;
- de la longueur de la canalisation concernée (ex : pour les ouvrages de raccordements) ou du nombre d'unités (ex : pour les ouvrages de branchements).

Les catégories d'ouvrages suivies sont définies en annexe de la présente délibération (voir paragraphe 3.3.3).

A compter de 2018, pour une année *N* donnée, Régaz-Bordeaux et Réseaux GDS transmettent pour chaque catégorie d'ouvrage susmentionnée la valeur provisoire l'année *N+1* et définitive l'année *N+2* :

- de la valeur totale des ouvrages mis en service (en euros) ;
- du nombre total de chantiers réalisés correspondant à ces mises en services ;
- de la longueur totale des canalisations concernées ou du nombre total d'unités pour ces mises en service.

#### ***b) Régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux »***

La présente délibération introduit un mécanisme incitant les ELD à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier et les véhicules. Ces postes de charges étant, par nature, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissement et charges d'exploitation, le mécanisme retenu encourage les opérateurs à optimiser globalement l'ensemble de leurs charges dans l'intérêt des consommateurs de gaz.

Le mécanisme consiste à définir pour la période tarifaire ATRD5 la trajectoire d'évolution de ces charges de capital, et à ne pas prendre en compte les écarts entre trajectoire prévisionnelle et trajectoire réalisée via le CRCP. Les gains (ou les pertes) qui pourront être réalisés sont donc conservés (ou à la charge) à 100 % par l'opérateur au cours de la période tarifaire.

Tout au long de la période tarifaire ATRD5, les charges de capital pour ces catégories d'actifs seront calculées à partir des valeurs comptables prévisionnelles de ces actifs, sans prendre en compte les valeurs réalisées.

Pour les périodes tarifaires suivantes, la valeur effective de ces immobilisations sera de nouveau prise en compte, ce qui permet un partage des gains ou une mutualisation des surcoûts avec les utilisateurs.

En fin de période tarifaire, la CRE mènera une analyse des trajectoires de mises en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple du décalage dans le temps de certaines dépenses d'investissement.

Le montant des charges de capital concernées par ce mécanisme qui sont donc incitées, représente en moyenne 2,6 % des charges de capital des ELD.

#### **1.3.2 Régulation incitative pour le développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz**

Comme GRDF, l'ensemble des ELD poursuivent des actions de développement du nombre de consommateurs raccordés à leurs réseaux dans le but de maximiser l'utilisation de ces réseaux. Les tarifs ATRD4 ont couvert les dépenses relatives à ces actions, en y associant des objectifs incités financièrement. Ces objectifs, mesurés en nombre de nouveaux logements mis en gaz pour Régaz-Bordeaux et Réseau GDS et en nombre moyen annuel de points de livraison pour les sept autres ELD, ont globalement été atteints.

Comme pour le tarif ATRD5 de GRDF, la CRE souhaite recentrer le cadre de régulation sur un objectif de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux dans un but d'optimisation économique de l'utilisation du réseau au bénéfice de l'ensemble des consommateurs via, *in fine*, une diminution du tarif unitaire.

Lors de la consultation publique, la majorité des acteurs s'est prononcée en faveur d'un mécanisme incitant les ELD à développer le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz.

La présente décision tarifaire met en place un nouveau cadre de régulation incitative pour le développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de distribution de gaz. Cette régulation incitative vise, d'une part, à favoriser le raccordement de nouveaux consommateurs et, d'autre part, à inciter les consommateurs déjà raccordés aux réseaux de gaz à continuer de l'utiliser.

Les coûts marginaux du réseau de distribution sont inférieurs aux coûts moyens par consommateur. Ainsi, plus il y a de consommateurs actifs (c'est-à-dire possédant un contrat de fourniture) raccordés aux réseaux de distribution, plus les coûts moyens par consommateur diminuent. En conséquence, le raccordement de consommateurs supplémentaires permet de diminuer le tarif.

Le raccordement d'un nouveau consommateur génère des recettes et des coûts pour l'opérateur. Un consommateur supplémentaire apporte les recettes nettes suivantes :

Recettes nettes =

*recettes d'acheminement (abonnement + part proportionnelle à la consommation + souscription)*

*+ recettes liées aux raccordements (participation de tiers)*

*- coûts marginaux (charges d'exploitation + charges de capital)*

Au sein de la période tarifaire au cours de laquelle le consommateur est raccordé, ces recettes nettes se répartissent entre l'ELD et la communauté des autres consommateurs. Cette répartition est la suivante :

- « part restituée aux consommateurs » : les évolutions des recettes liées aux quantités acheminées (parts proportionnelles à la consommation), au raccordement aux réseaux (participation de tiers) et des charges de capital se répercutent dans le tarif payé par les consommateurs via le CRCP ;
- « part conservée par l'ELD » : les évolutions des recettes liées aux abonnements et aux souscriptions et les charges d'exploitation sont conservées par l'ELD et ne modifient pas le tarif au cours de la période tarifaire.

Ainsi, la part des recettes nettes conservée par l'ELD constitue pour l'opérateur une incitation naturelle à raccorder de nouveaux consommateurs. Cependant, le développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau suppose que l'ELD engage différentes actions qui donnent lieu à des dépenses supplémentaires. La part des recettes nettes conservées par l'ELD lors du raccordement de nouveaux consommateurs n'est pas suffisante pour l'inciter à engager ces actions efficacement alors que ces actions bénéficient à l'ensemble des consommateurs via la part qui leur est restituée.

La présente décision tarifaire introduit donc une régulation incitant les ELD à accroître le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de distribution, à travers l'attribution d'un bonus par consommateur supplémentaire par rapport à la prévision du nombre de consommateurs en 2021 si aucune action n'était entreprise par les ELD. Dans le cadre de cette régulation incitative, le nombre de consommateurs est mesuré par le nombre de points de livraison actifs, c'est-à-dire ayant un contrat de fourniture.

La CRE a déterminé dans le tarif ATRD5 de GRDF des bonus unitaires pour deux catégories de consommateurs, sur la base d'une analyse économique coûts/bénéfices, en fonction des recettes nettes générées par point de livraison raccordé supplémentaire actif. Les deux catégories ainsi distinguées sont les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T1 ou T2 ou « bas de portefeuille » et les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T3 ou T4 ou « haut de portefeuille ». Ces bonus unitaires sont les suivants :

- 100 € par point de livraison actif bénéficiant des options tarifaires T1 ou T2 (« bas de portefeuille ») ;
- 3 000 € par point de livraison actif bénéficiant des options tarifaires T3 ou T4 (« haut de portefeuille »).

Les bonus unitaires retenus pour les ELD sont équivalents aux bonus unitaires retenus pour le tarif ATRD5 de GRDF multipliés par le coefficient de niveau du tarif ATRD5 de chaque ELD initialement fixé (voir paragraphe 3.2.1), hors comptage évolué :

ELD	Coefficient multiplicateur des bonus de GRDF
Régaz-Bordeaux	1,1481
Réseau GDS	1,2304
GEG	1,2294
Vialis	1,1436
Gedia	1,2596
Caléo	0,8831
Gaz de Barr	1,1703
Veolia Eau	1,1520
Sorégies	1,3920

Le calcul du bonus total à verser aux ELD sera effectué à l'issue de la période tarifaire ATRD5, sur la base de la moyenne annuelle en 2021 du nombre de points de livraison actifs pour chacune des deux catégories distinguées ci-dessus.

Les prévisions du nombre de consommateurs sur la période 2018-2021 retenues pour l'élaboration des tarifs ATRD5 incluent des objectifs prévisionnels de consommateurs raccordés supplémentaires<sup>13</sup>. Pour chaque ELD, le revenu autorisé initialement couvert par le tarif ATRD5 comprend donc un montant prévisionnel au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés qui se décompose de la façon suivante :

- l'incitation naturelle qu'aurait reçue l'opérateur si les prévisions du nombre de consommateurs prises en compte pour établir le tarif n'avaient pas inclus ces objectifs prévisionnels de consommateurs supplémentaires (abonnements + souscriptions de capacités - charges d'exploitation) ;
- le bonus prévisionnel calculé sur la base des bonus unitaires définis ci-dessus et appliqués aux objectifs prévisionnels de consommateurs supplémentaires.

Le montant prévisionnel au titre du développement couvert dans le revenu autorisé des ELD, ainsi que les objectifs prévisionnels de développement sont les suivants :

ELD	Objectifs (en nombre de points de livraison supplémentaires) sur la période 2018-2021			Montant prévisionnel au titre du développement sur la période 2018-2021 (en k€/an)		
	T1 + T2	T3 + T4	TOTAL	Bonus prévisionnel	Incitation naturelle	TOTAL
Régaz-Bordeaux	12 050	36	12 086	367	478	845
Réseau GDS	8 612	131	8 743	386	471	857
GEG	510	3	513	18	21	39
Vialis	2 193	17	2 210	77	128	205
Gedia	755	12	767	35	41	76
Caléo	617	5	622	17	24	41
Gaz de Barr	745	7	752	28	40	68
Veolia Eau	437	8	445	19	23	42
Sorégies	476	3	479	20	26	46

Pour 6 ELD, la prévision du nombre de consommateurs en 2021 prise en compte pour établir le tarif (voir paragraphe 2.2.2) inclut donc un objectif de consommateurs supplémentaires acquis grâce aux actions de développement représentant environ 6 % de cette prévision. Pour les 3 autres ELD, la prévision du nombre de consommateurs en 2021 prise en compte pour établir le tarif inclut un niveau d'objectif différent, selon le choix de ces ELD. Ainsi pour Réseau GDS, ce taux est proche de 9 %, pour Vialis de 7 % et pour GEG d'environ 1,4 %. Ces différences de niveau d'objectif expliquent les différences d'importance du montant prévisionnel par rapport au revenu autorisé selon les ELD. Une erreur sur le niveau d'objectif prévisionnel retenu pour établir le tarif serait *in fine* sans conséquence sur le revenu de l'ELD, le montant couvert ne dépendant pas de cet objectif prévisionnel mais uniquement du nombre de consommateurs réellement atteint en 2021 et de la prévision de nombre de consommateurs sans objectif de développement.

Afin de prendre en compte le résultat effectivement atteint en 2021, l'écart entre le bonus total et le bonus prévisionnel sera pris en compte à travers le solde du CRCP en fin de période tarifaire. Ainsi :

- si les objectifs sont battus et que le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux est supérieur aux prévisions, l'ELD recevra un bonus supplémentaire au bonus prévisionnel ;
- si les objectifs ne sont pas atteints et que le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux est inférieur aux prévisions, l'ELD sera pénalisée par une reprise du bonus prévisionnel à hauteur des écarts constatés.

Les hypothèses du nombre de consommateurs prennent en compte les transferts entre options tarifaires qui pourraient intervenir entre 2018 et 2021. Certains consommateurs sont notamment susceptibles de passer d'une option tarifaire T2 à une option tarifaire T3, ou réciproquement. Les montants des bonus unitaires correspondants sont significativement différents.

<sup>13</sup> Raccordement nouveau ou maintien de l'utilisation du gaz par le consommateur.

Si le nombre de ces transferts diffère en pratique des prévisions, le montant du bonus total en sera affecté, y compris lorsque ces transferts n'ont pas de conséquence sur les objectifs de la régulation incitative, à savoir de favoriser le raccordement de nouveaux consommateurs et d'inciter les consommateurs déjà raccordés aux réseaux de gaz à continuer de l'utiliser. Tel est notamment le cas de transferts résultant d'économies d'énergie réalisées par le consommateur, ou encore de ceux réalisés à la suite d'une optimisation tarifaire, à consommation inchangée.

En fin de période tarifaire, les ELD transmettront à la CRE une analyse de ces transferts, de leurs causes et des écarts par rapport aux prévisions. La CRE décidera, au regard de cette analyse et de celle conduite à l'issue du tarif ATRD5 de GRDF, de neutraliser dans le calcul du bonus total tout ou partie des effets de ces transferts entre options tarifaires.

Le cadre de régulation ainsi mis en place incite les ELD à développer le nombre de consommateurs raccordés et les rétribue uniquement en fonction des résultats obtenus. En conséquence, le tarif ATRD5 ne couvre aucun budget propre au développement dans les charges d'exploitation des ELD.

La majorité des acteurs se sont prononcés en faveur d'un tel cadre de régulation incitatif dans la consultation publique.

### **1.3.3 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)**

Le tarif ATRD5 de GRDF a introduit un dispositif 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 en garantissant notamment l'absence de frein tarifaire pour engager des projets de R&D ou réaliser des investissements innovants. Ce tarif met également en place un dispositif de suivi destiné à donner aux acteurs du secteur gazier une plus grande visibilité sur les projets menés par GRDF dans le domaine de l'innovation.

La définition d'un budget dédié à la R&D permettra d'identifier, le cas échéant, les montants consacrés à la R&D et destinés à financer des projets innovants.

La présente délibération introduit dans les tarifs ATRD5 des ELD un mécanisme de régulation incitative des 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, similaire à celui introduit par le tarif ATRD5 de GRDF. Ce mécanisme leur donne les moyens pour mener à bien les projets de R&D nécessaires à la construction des réseaux de demain en garantissant notamment l'absence de frein tarifaire pour engager de tels projets :

- les montants alloués à la R&D et non utilisés par chaque opérateur seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le mécanisme du CRCP. A cet effet, chaque ELD devra fournir un *reporting* annuel à la CRE qui pourrait faire l'objet d'un audit régulier ;
- un suivi en fin de période tarifaire des projets de R&D sera réalisé afin de pouvoir rendre compte aux utilisateurs des projets d'innovation menés par les ELD.

La quasi-totalité des contributeurs à la consultation publique est favorable à la mise en place de ces dispositifs.

Les actions de R&D menées au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz ne sont pas prises en compte dans ce dispositif de régulation incitative, puisqu'elles font l'objet d'une incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz (voir paragraphe 1.3.2).

Seules trois ELD ont intégré des dépenses de R&D (y compris projets « smart grids » et pré-études de projets comptage évolué), hors dépenses relatives aux actions de R&D menées au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz, pour la période ATRD5<sup>14</sup>. La régulation incitative pour ces 3 ELD porte sur les montants suivants :

Montants de référence pour les dépenses de R&D soumis à la régulation incitative (k€ courants)	2018	2019	2020	2021
GEG	15	15	15	15
Vialis	22	12	0	0
Gedia	19	18	12	12

Les éventuels écarts annuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle devront être justifiés par chaque opérateur dans le cadre du bilan réalisé en fin de période tarifaire et transmis à la CRE.

La CRE publiera tous les quatre ans un rapport sur les actions menées par les ELD dans le cadre de la R&D, qui

<sup>14</sup> Les autres ELD ne sont pas concernées par le mécanisme de régulation incitative des dépenses de R&D dans la mesure où elles n'ont prévu aucune dépense de ce type pour la période ATRD5 : Régaz-Bordeaux, Réseau GDS, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies.

permettra de donner de la visibilité sur les projets menés par ces opérateurs, et financés par les tarifs ATRD.

#### **1.3.4 Régulation incitative de la qualité de service**

Afin d'assurer le maintien et l'amélioration du niveau de qualité de service offert par les ELD, un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service a été mis en place par les tarifs ATRD3, entrés en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2009, adapté à la taille et aux contraintes des opérateurs (nombre et nature des indicateurs, fréquence de publication, niveaux des objectifs et des incitations financières).

Les tarifs ATRD4 des ELD, entrés en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2013, ont reconduit ce cadre de régulation en procédant à des ajustements visant à la fois à une simplification du mécanisme et à une extension des incitations financières à des indicateurs concernant la qualité de service rendu aux consommateurs finals, en cohérence avec les orientations retenues dans le tarif ATRD4 de GRDF. Les ELD disposant d'un tarif spécifique suivent entre 14 et 21 indicateurs, parmi lesquels entre 6 et 9 sont incités financièrement. Les ELD disposant du tarif commun suivent un unique indicateur, incité financièrement, celui relatif au nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD.

Les résultats de ces indicateurs sont publiés par les ELD sur leurs sites internet destinés au grand public. 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. Par ailleurs, le suivi du mécanisme de la qualité de service des ELD a fait l'objet de cinq rapports de la CRE dont l'analyse a porté sur la période 2009-2015 : dans l'ensemble le bilan dressé est positif, les ELD enregistrent de bonnes performances. Toutefois, ces résultats sont à nuancer en raison de la faible volumétrie des assiettes de calcul pour certains indicateurs et de la faible présence de fournisseurs alternatifs sur les réseaux des ELD de gaz naturel.

Les ELD disposant d'un tarif spécifique considèrent que le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service actuel est globalement satisfaisant. Toutefois, elles demandent des évolutions de leur mécanisme de suivi pour les tarifs ATRD5 dans le but, notamment, de réduire le périmètre des indicateurs suivis et de diminuer la fréquence de calcul et de remontée des données à la CRE.

Dans le cadre du tarif ATRD5 de GRDF, entré en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2016, la CRE a fait évoluer le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service de GRDF.

La présente décision tarifaire reconduit le mécanisme actuel de suivi de la qualité de service, en le faisant évoluer et en le complétant sur la base du retour d'expérience et en cohérence avec les orientations retenues dans le tarif ATRD5 de GRDF. Cette évolution vise ainsi, comme pour GRDF, à la fois à améliorer le suivi de la qualité de service, assurer une stabilité du système incitatif afin d'offrir une meilleure visibilité aux opérateurs et aux acteurs de marché, et simplifier le mécanisme d'attribution des incitations financières.

Afin d'alléger le mécanisme de suivi des indicateurs de qualité de service et d'uniformiser le format des données transmises par les ELD, la CRE demande que les ELD lui transmettent une fois par an seulement les résultats des indicateurs calculés à une maille trimestrielle<sup>15</sup>.

La majorité des contributeurs à la consultation publique s'est exprimée en faveur de l'évolution de la fréquence de calcul et de remontée à la CRE des indicateurs de qualité de service.

Toujours dans le but d'alléger le mécanisme de suivi des indicateurs de qualité de service, la présente délibération fait évoluer la liste des indicateurs de qualité de service suivis. Notamment, elle supprime le suivi de certains indicateurs suivis depuis longtemps et qui affichent une stabilité et un très bon niveau de qualité de service ainsi que des indicateurs dont la volumétrie est particulièrement faible. Ces indicateurs pourront faire l'objet d'un suivi ou d'une analyse particulière à la demande de la CRE dans le rapport annuel de qualité de service rédigé par les opérateurs.

En complément et en cohérence avec les orientations retenues dans le tarif ATRD5 de GRDF, la présente délibération supprime le suivi de l'indicateur « *Délai moyen de réalisation d'un changement de fournisseur* ».

Afin de simplifier le suivi des indicateurs relatifs au nombre de réclamations reçues par les ELD, la présente délibération supprime la distinction par nature de réclamations. Les ELD disposant d'un tarif spécifique suivront donc les indicateurs « *Nombre total de réclamations de consommateurs finals* » et « *Nombre total de réclamations de fournisseurs* ». La suppression de cette distinction n'exclut pas un suivi attentif du nombre des réclamations avec un focus, le cas échéant, si ce nombre venait à fortement augmenter.

Enfin, pour les ELD utilisant un système de profilage total<sup>16</sup>, la présente délibération introduit un indicateur de suivi des comptes d'écart distribution<sup>17</sup> (CED).

<sup>15</sup> Hors indicateur relatif aux taux de disponibilité du portail fournisseur qui continuera d'être calculé à une maille hebdomadaire.

<sup>16</sup> Régaz-Bordeaux et Réseau GDS.

<sup>17</sup> Le CED est un terme inclus dans la facture d'acheminement des fournisseurs. Il permet de s'assurer que chaque fournisseur s'acquitte précisément des quantités de gaz réellement consommées par ses clients. Le CED, calculé mensuellement, est égal pour chaque client relevé

La quasi-totalité des contributeurs à la consultation publique a accueilli favorablement la diminution du nombre des indicateurs.

En cohérence avec les orientations retenues dans le tarif ATRD5 de GRDF, la présente délibération définit, pour chaque indicateur faisant l'objet d'une incitation financière<sup>18</sup>, un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur versera une pénalité et au-dessus duquel il percevra un bonus. L'objectif de référence est identique pour l'ensemble des ELD et est fondé sur la moyenne pondérée des performances des ELD sur les deux années précédentes. En complément, la présente délibération détermine des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs en s'assurant que ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Certains acteurs ayant répondu à la consultation publique ont émis des réserves sur cette évolution. Notamment, ils considèrent que la suppression de la zone financièrement « neutre » entre l'objectif de base et l'objectif cible augmente le risque pour les ELD. Ils estiment également que chaque ELD doit avoir soit un objectif de référence propre, soit un objectif unique équivalent à ceux de GRDF. Enfin, ils souhaitent que les valeurs plafond et plancher soient symétriques. Toutefois, la CRE considère que la suppression de la zone financièrement « neutre » incite les ELD à rester mobilisées pour accroître leur performance quel que soit le niveau atteint. La CRE considère également que le niveau de qualité de service proposé par les ELD doit être équivalent et qu'il est cohérent de fixer les objectifs de référence au regard de la performance historique moyenne des ELD.

En cohérence avec les orientations retenues dans le tarif ATRD5 de GRDF et dans le but d'offrir une meilleure visibilité aux ELD et aux acteurs de marché, la présente délibération fixe pour l'ensemble de la période tarifaire les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières des indicateurs relatifs aux taux de réponse aux réclamations des consommateurs et des fournisseurs dans les délais. Par ailleurs, la CRE conserve la possibilité de modifier annuellement les autres indicateurs qui ont été récemment mis en place ou qui pourraient être sujets à de fortes variations en termes de définition, de niveaux d'objectifs et d'incitations financières. La CRE conserve également la possibilité, d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période tarifaire et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire.

La majorité des contributeurs à la consultation publique s'est exprimée en faveur de cette proposition. Toutefois, certains acteurs demandent que les modifications de périmètre en cours de période tarifaire fassent l'objet d'une concertation préalable, ne remettent pas en cause la stabilité du système incitatif et que leur mise en œuvre n'ait pas d'impact sur les moyens alloués par les ELD au suivi des indicateurs de qualité de service.

Les indicateurs de suivi de la qualité de service des ELD ainsi que les incitations financières définis pour les tarifs ATRD5 sont présentés en annexe du présent document.

### **1.3.5 Régulation incitative pour le développement d'un portail fournisseur**

Actuellement, seules cinq ELD<sup>19</sup> sur les neuf disposant d'un tarif ATRD spécifique mettent à disposition des fournisseurs un portail de communication dédié leur permettant d'effectuer des demandes contractuelles (mises en service, mises hors service, changement de fournisseur, etc.). La CRE considère qu'un tel portail facilite l'accès des fournisseurs aux consommateurs des territoires des ELD.

En conséquence, la présente délibération introduit un mécanisme incitatif à la mise en place d'un portail fournisseur pour les quatre ELD qui n'en disposent pas encore<sup>20</sup>. Ce mécanisme est défini pour chacune des quatre ELD de la manière suivante :

- couverture par le tarif ATRD d'un budget de charges d'exploitation dédié au développement d'un portail fournisseur ;
- mise en place d'un indicateur de suivi de la disponibilité de ce portail fournisseur incité financièrement.

Pour définir le budget de charges d'exploitation correspondant, la CRE s'est fondée sur les résultats de ses précédents travaux, notamment ceux relatifs aux projets de comptage évolué, ainsi que sur les demandes tarifaires des ELD. Sur la base de ces éléments, la CRE estime qu'un budget de l'ordre de 800 k€ sur les 4 années de la période tarifaire est nécessaire pour développer un système d'information de type portail fournisseur. Afin d'inciter les ELD à retenir une solution efficace en se regroupant pour développer un tel portail, la CRE répartit ce budget entre Gedia,

dans le mois à l'écart entre la consommation réelle du client et l'estimation de cette consommation sur la période de relevé issue du système de profilage.

<sup>18</sup> A l'exception des indicateurs de nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD, de taux de réponse aux réclamations fournisseurs et de taux de réponse aux réclamations de consommateurs pour lesquels seul un objectif de base est défini.

<sup>19</sup> Régaz-Bordeaux, Réseau GDS, GEG, Vialis et Sorégies.

<sup>20</sup> Gedia, Caléo, Gaz de Barr et Veolia Eau.

Caléo, Gaz de Barr et Veolia Eau au prorata du nombre de consommateurs desservis par chaque ELD de la manière suivante :

(en k€ par an)	Gedia	Caléo	Gaz de Barr	Veolia Eau
Charges nettes d'exploitation (CNE) relatives au développement d'un portail fournisseur	61	48	55	36

La couverture de ce budget par le tarif ATRD de ces 4 ELD est assortie de la mise en place d'un indicateur de suivi de la disponibilité de ce portail fournisseur incité financièrement dès l'entrée en vigueur des tarifs ATRD5. L'objectif de référence et le niveau des incitations financières sont calés de la manière suivante :

- un objectif de référence de taux de disponibilité du portail fournisseur de 90 % par an, inférieur à l'objectif de référence retenu pour les ELD qui disposent déjà d'un portail fournisseur (99,5 % par an) ;
- un niveau d'incitation financière asymétrique qui permet aux ELD de percevoir un bonus chaque année si le taux de disponibilité annuel dépasse l'objectif de référence et de payer une pénalité, uniquement sur l'année 2021, si le taux de disponibilité en 2021 se situe en-dessous de l'objectif de référence ;
- une valeur « plancher » de l'incitation correspondant à une pénalité égale à 110 % du budget total de charges nettes d'exploitation relatif au développement d'un portail fournisseur.

La majorité des contributeurs à la consultation publique s'est exprimée en faveur de cette proposition. Certains acteurs souhaitent que les ELD disposent d'un portail SI commun disposant des mêmes fonctionnalités que celui de GRDF. Ce sujet fait actuellement l'objet de discussions au sein du groupe de travail gaz (GTG) sous l'égide de la CRE.

### 1.3.6 Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)

Les tarifs sont calculés à partir d'hypothèses de charges, de quantités de gaz acheminées et de nombre de consommateurs finals desservis, établies pour la période tarifaire. Un mécanisme de correction *a posteriori*, le CRCP, a été introduit par les tarifs ATRD3 et modifié par les tarifs ATRD4, afin de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes peu prévisibles et préalablement identifiés.

Le CRCP prend en compte chaque année tout ou partie des écarts de coûts ou de revenus constatés sur des postes prédéfinis. L'apurement du solde de ce compte s'opère annuellement au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année de manière automatique par une diminution ou une augmentation du revenu à recouvrer par le tarif, dont l'ampleur en valeur absolue est limitée à 2 %. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, un taux d'intérêt s'applique au solde du compte, sur la base d'une hypothèse de taux sans risque nominal fixée à 2,7 % pour la période tarifaire ATRD5.

Une très grande majorité d'acteurs s'est exprimée en faveur des orientations proposées par la CRE dans la consultation publique.

La CRE décide de conserver le principe général du CRCP existant, tout en faisant évoluer ses modalités de calcul et le périmètre de certains postes de charges et de revenus pris en compte par ce mécanisme. Les postes pris en compte à travers le CRCP pour les tarifs des ELD sont les suivants :

- 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 charges de capital supportées par les ELD, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » et pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte ;
- les charges relatives aux pertes et différences diverses prises 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 incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, pour tous les indicateurs concernés, hormis celui relatif au respect des rendez-vous client, 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 (voir paragraphe 1.3.4) ;

- les incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative pour le développement d'un porteur fournisseur pour les quatre ELD concernées<sup>21</sup> ;
- les charges relatives aux projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et de GEG et les incitations financières qui seront définies par une prochaine délibération de la CRE portant décision sur le cadre de régulation incitative de ces systèmes de comptage évolué. Cette délibération sera prise en cas d'approbation par les ministres chargés de la consommation et de l'énergie du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel de Régaz-Bordeaux et GEG (voir paragraphe 2.1.7) ;
- les charges générées par les impayés à compter de l'année 2018<sup>22</sup> 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 % (voir paragraphe 2.1.3) ;
- les revenus perçus par les ELD sur les participations de tiers, les recettes des prestations annexes perçues au titre des contrats de livraison directs et les recettes générées par les autres prestations récurrentes facturées aux fournisseurs (par exemple, les locations de compteur), dits « 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 charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique. Ces charges correspondent aux versements effectués par les ELD postérieurement au 1<sup>er</sup> janvier 2018 (1<sup>er</sup> octobre 2017 pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Gaz de Barr) y compris ceux au titre de périodes antérieures à cette date, dans la limite d'un montant maximum par point de livraison, auquel s'ajoutent, le cas échéant, les charges d'intérêts. Ces montants maximum, qui dépendent de la période considérée, sont identiques à ceux retenus pour le tarif ATRD5 de GRDF dans la délibération de la CRE n° 2017-238<sup>23</sup> (voir paragraphe 2.1.4).

Les données comptables présentées par les 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. Ces contrôles pourront porter, en particulier, sur les investissements engagés par les ELD et sur les charges relatives aux pertes et différences diverses.

Les conséquences financières des audits conduits par la CRE seront prises en compte à travers le CRCP.

### **1.3.7 Clause de rendez-vous**

La présente décision tarifaire reconduit la clause de rendez-vous activable au bout de deux ans après l'entrée en vigueur du tarif, soit pour l'évolution du tarif au 1<sup>er</sup> juillet 2020, introduite par les tarifs ATRD4.

La quasi-totalité des contributeurs à la consultation publique est favorable au maintien d'une clause de rendez-vous pour les tarifs ATRD5, selon des critères d'activation similaires à ceux des tarifs ATRD4.

La clause de rendez-vous prévoit que les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans les tarifs des ELD se trouvait modifié d'au moins 1 %. La trajectoire de charges nettes d'exploitation à couvrir par le tarif ATRD5 pourra être modifiée après cet examen, les conséquences financières induites par ces évolutions exogènes n'étant prises en compte qu'au titre de la période postérieure à la mise en œuvre de cette clause de rendez-vous, soit pour les années 2020 et 2021.

### **1.3.8 Cadre de régulation des ELD ne présentant pas de comptes dissociés**

La présente délibération tarifaire, applicable à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2018, définit un tarif ATRD commun pour les ELD n'ayant pas présenté de comptes dissociés, conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ 4 ans.

Afin de maintenir une stabilité du niveau du tarif ATRD commun, la présente délibération tarifaire fait évoluer la méthode utilisée pour déterminer le niveau du tarif commun. A compter du 1<sup>er</sup> juillet 2018, le niveau du tarif commun ATRD en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet de l'année *N* est égal à la moyenne arithmétique des niveaux des tarifs spécifiques des neuf ELD présentant actuellement des comptes dissociés en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet de l'année *N*.

<sup>21</sup> Gedja, Caléo, Gaz de Barr et Veolia Eau.

<sup>22</sup> Pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Gaz de Barr, l'exercice pris en compte pour l'année 2018 débute au 1<sup>er</sup> octobre 2017, et la période antérieure prise en compte s'achève donc au 30 septembre 2017 (voir paragraphe 1.1.3).

<sup>23</sup> Délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017 portant modification des délibérations de la CRE du 25 avril 2013, du 22 mai 2014 et du 10 mars 2016 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel.

Par ailleurs, la présente délibération tarifaire reconduit le mécanisme actuel simplifié de suivi de la qualité de service pour ces ELD. Ce mécanisme est constitué d'un seul indicateur, le « *Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et indemnisés durant l'année M-11/M* » donnant lieu à une incitation financière.

## **1.4 Structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel**

### **1.4.1 Continuité de la structure tarifaire existante**

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel concernent plus de 11 millions de consommateurs. Pour contribuer au bon fonctionnement du marché du gaz en France, ces tarifs doivent être aussi simples et lisibles que possible. Pour les présents tarifs, la CRE a retenu, dans la continuité des tarifs ATRD précédents, les principes généraux suivants :

- péréquation géographique pour l'ensemble des concessions d'un même GRD, autres que celles concédées dans le cadre d'une mise en concurrence ;
- fixation d'un tarif spécifique pour chaque GRD tenant des comptes dissociés et d'un tarif commun pour les autres GRD ;
- la structure tarifaire est composée de quatre options tarifaires principales, correspondant aux segments de clientèle suivants :
  - option binôme<sup>24</sup> T1 : consommation annuelle de 0 à 6 000 kWh ;
  - option binôme T2 : consommation annuelle de 6 000 à 300 000 kWh ;
  - option binôme T3 : consommation annuelle de 300 000 à 5 000 000 kWh ;
  - option trinôme T4<sup>25</sup> : consommation annuelle supérieure à 5 000 000 kWh.

Les seuils ci-dessus sont établis en tenant compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) qui s'applique sur les termes fixes du tarif et pour une modulation de 178 jours pour l'option T4 ;

- définition d'une option tarifaire spéciale dite « tarif de proximité » (option trinôme TP), pour les grands consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution ;
- les modalités de facturation des consommateurs ne disposant pas de compteur individuel sont les suivantes :
  - pour l'ensemble des consommateurs finals d'un immeuble ou d'un groupement de logements ne disposant pas de compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif et ayant souscrit collectivement un contrat de fourniture, un abonnement égal à celui de l'option T1 est facturé, appliqué au nombre de logements alimentés en gaz, et une part proportionnelle égale à celle de l'option tarifaire T1 est appliquée à la consommation de gaz mesurée par le compteur collectif ;
  - pour un consommateur ne disposant pas de compteur individuel ou collectif, un forfait évalué sur la base d'une consommation de 660 kWh, est appliqué ;
- pour un point de livraison donné, le choix de l'option tarifaire est laissé au fournisseur. Le tarif s'applique par point de livraison ;
- un mécanisme de pénalisation des dépassements de capacité souscrite pour les options tarifaires T4 et TP.

### **1.4.2 Harmonisation des grilles tarifaires des ELD de gaz naturel**

Dans un contexte de convergence globale des pratiques et des règles applicables à l'ensemble des GRD en vue de contribuer au bon fonctionnement du marché, la présente délibération harmonise les grilles tarifaires des ELD de gaz naturel en les rendant homothétiques à celle de GRDF (hors coefficient Rf, voir paragraphe 1.4.3).

En réponse à la consultation publique, une majorité d'acteurs se sont déclarés favorables à cette harmonisation.

Le faible impact de l'harmonisation des grilles de GEG, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Sorégies et Veolia Eau sur la facture acheminement distribution des consommateurs raccordés à leur réseau permet de rendre homothétiques ces grilles tarifaires avec celle de GRDF à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2018 (à l'exception de l'option tarifaire TP pour Veolia Eau).

En revanche, l'harmonisation des grilles de Régaz-Bordeaux et de Réseau GDS avec celle de GRDF a un impact plus significatif sur les factures acheminement distribution des consommateurs raccordés à leur réseau, ce qui conduit la CRE à rendre ces grilles (à l'exception de l'option tarifaire TP pour Réseau GDS) homothétiques à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2021, à l'issue d'une période de lissage de trois ans.

<sup>24</sup> Option binôme : option comprenant deux termes tarifaires (voir paragraphe 3.1.2).

<sup>25</sup> Option trinôme : option comprenant trois termes tarifaires (voir paragraphe 3.1.2).

Les termes tarifaires de l'option TP des grilles tarifaires de Réseau GDS et Veolia Eau divergeant fortement de ceux de GRDF, l'harmonisation des grilles tarifaires conduirait à de fortes évolutions de factures acheminement distribution pour les consommateurs industriels en bénéficiant. En conséquence, la CRE exclut l'option tarifaire TP de l'harmonisation des grilles tarifaires pour les ELD alimentant actuellement des consommateurs bénéficiant de l'option TP, soit Réseau GDS et Veolia Eau.

Etant donné que les grilles tarifaires des ELD seront homothétiques à celles de GRDF, les possibles adaptations de la structure du tarif ATRD de GRDF à l'horizon du tarif ATRD6 de GRDF seront également prises en compte dans la structure des grilles tarifaires des ELD.

#### **1.4.3 *Prise en compte du montant moyen de la contrepartie financière versée aux fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique (coefficient « R<sub>f</sub> »)***

Le dispositif mis en place par la délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017 portant modification des délibérations de la CRE du 25 avril 2013, du 22 mai 2014 et du 10 mars 2016 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel est pris en compte par la présente délibération tarifaire.

Ainsi, pour chacune des options tarifaires, un coefficient « R<sub>f</sub> » s'appliquant à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, vient augmenter l'abonnement annuel pour prendre en compte le montant moyen de la contrepartie financière versée aux fournisseurs au titre de la gestion des clients en contrat unique.

Les valeurs de référence pour déterminer le coefficient R<sub>f</sub> ainsi que les valeurs du coefficient R<sub>f</sub> sont actuellement définies par la délibération de la CRE du 25 avril 2013<sup>26</sup> modifiée par la délibération susmentionnée n° 2017-238.

Afin de limiter la complexité induite pour le fonctionnement du marché du gaz naturel ainsi que pour les systèmes d'information des fournisseurs et des GRD, le montant, en euros par an, de l'augmentation de la part fixe appliquée est identique pour l'ensemble des GRD pour les tarifs péréqués comme pour les tarifs non péréqués.

#### **1.4.4 *Traitement tarifaire des GRD de rang n+1***

Le traitement tarifaire des GRD de rang n+1 qui s'applique pour les tarifs des ELD est celui en vigueur pour GRDF. Ce traitement tarifaire est actuellement défini dans la délibération de la CRE du 10 mars 2016<sup>27</sup> modifiée par la délibération n° 2017-238 du 26 octobre 2017<sup>28</sup> (partie III.A.11).

<sup>26</sup> Délibération de la CRE du 25 avril 2013 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution.

<sup>27</sup> Délibération de la CRE du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

<sup>28</sup> Délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017 portant modification des délibérations de la CRE du 25 avril 2013, du 22 mai 2014 et du 10 mars 2016 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel.

## 2. PARAMÈTRES DES TARIFS ATRD5 DES ELD ET DE LEUR TRAJECTOIRE D'ÉVOLUTION

### 2.1 Revenu autorisé prévisionnel

L'article L.452-1 du code de l'énergie dispose que « les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié, [...], 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. [...]. Figurent notamment parmi ces coûts les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la maîtrise de la qualité du gaz naturel injecté ou soutiré ainsi que la partie du coût des extensions de réseaux restant à la charge des distributeurs. »

Conformément à cet article du code de l'énergie, les charges prévisionnelles des ELD ont été déterminées par la CRE à partir de l'ensemble des coûts nécessaires au fonctionnement des réseaux de distribution, tels qu'ils ont été communiqués à la CRE par les ELD dans leur demande tarifaire et tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité des opérateurs. Les charges prévisionnelles retenues pour les tarifs ATRD5 définissent une trajectoire pour la prochaine période tarifaire correspondant à celle d'opérateurs efficaces.

Les ELD ont transmis en décembre 2016 à la CRE leurs demandes tarifaires pour la période 2018-2021. Réseau GDS, GEG, Vialis, Gedia et Gaz de Barr ont mis à jour leur demande tarifaire en mai 2017 par rapport à leur demande initiale.

La CRE a analysé en détail l'ensemble des postes de charges présentés par les ELD pour la période 2018-2021 pour s'assurer qu'ils correspondent à ceux d'opérateurs efficaces. La CRE s'est appuyée pour cela sur les résultats de l'audit des charges d'exploitation réalisées et prévisionnelles des ELD sur les exercices 2013 à 2021 confié à un cabinet externe et sur ses propres analyses. Elle a accepté l'intégralité des demandes des ELD en ce qui concerne les dépenses d'investissement et de sécurité. Elle a procédé à des révisions des trajectoires présentées par les ELD sur certains autres postes.

La grande majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable aux orientations de la CRE concernant le niveau tarifaire. Les contributeurs sont globalement favorables à la couverture des nouvelles dépenses demandées par les ELD et aux ajustements présentés par la CRE.

#### 2.1.1 Demandes des ELD

##### 2.1.1.1 ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique

Le tableau ci-dessous présente les demandes de hausse tarifaire des ELD au 1<sup>er</sup> juillet 2018 avec un équilibre tarifaire calculé sur 4 ans et une évolution annuelle à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2019 de la grille tarifaire égale à l'inflation.

Les demandes des ELD ont été formulées sur la base d'un coût moyen pondéré du capital (CMPC) égal à 5,46 % (réel avant impôts) et hors projet de comptage évolué.

Les hausses auxquelles conduisent les demandes des ELD résultent notamment des éléments suivants :

- effet « tarif constant » : évolution si les charges à couvrir sur 2018-2021 se situaient dans le prolongement des charges d'exploitation et des charges de capital retenues au titre du tarif ATRD4, en suivant une évolution égale à l'inflation, avec chaque année le même portefeuille de clients/volumes que celui pris en compte dans le tarif ATRD4 ;
- effet « portefeuille » : évolution du fait de la prise en compte des quantités acheminées et du nombre de consommateurs raccordés attendus pour 2018-2021, en remplacement des prévisions faites pour le tarif ATRD4 ;
- effet « assiette CCN » : prise en compte des charges de capital normatives (CCN) correspondant à la BAR prévue chaque année sur 2018-2021 au lieu de l'assiette définie pour le tarif ATRD4, avec un taux de rémunération (CMPC) identique à celui du tarif ATRD4 (soit 6 %, réel avant impôt) ;
- effet « taux de rémunération » : prise en compte d'un taux de 5,46 % (réel, avant impôts) demandé par les ELD au lieu du taux de 6 % du tarif ATRD4 ;
- effet « charges d'exploitation » : prise en compte du niveau demandé de charges d'exploitation, au lieu de la prolongation du niveau retenu dans le tarif ATRD4.

ELD	Evolution tarifaire demandée au 1 <sup>er</sup> juillet 2018	Effet « tarif constant »	Effet « porte-feuille »	Effet « assiette CCN »	Effet « taux de rémunération »	Effet « charges d'exploitation »
Régaz-Bordeaux	6,68 %	-1,68 %	2,56 %	0,16 %	-3,49 %	9,13 %
Réseau GDS	4,25 %	-5,40 %	6,37 %	1,24 %	-3,52 %	5,56 %
GEG	10,37 %	6,01 %	-7,14 %	-2,31 %	-2,26 %	16,07 %
Vialis	12,41 %	2,41 %	6,79 %	1,89 %	-3,66 %	4,98 %
Gedia	15,26 %	-3,91 %	-0,04 %	0,56 %	-2,84 %	21,50 %
Caléo	-0,25 %	-9,01 %	9,82 %	-0,56 %	-5,36 %	4,87 %
Gaz de Barr	7,19 %	1,74 %	-0,98 %	3,90 %	-2,73 %	5,28 %
Veolia Eau	12,29 %	-0,41 %	-5,41 %	3,08 %	-3,22 %	18,25 %
Sorégies	1,41 %	-16,28 %	-9,94 %	19,50 %	-8,34 %	16,47 %

A l'exception de Caléo, les évolutions tarifaires au 1<sup>er</sup> juillet 2018 demandées par les ELD sont très élevées. Elles s'expliquent principalement par des hausses très importantes des charges nettes d'exploitation et, dans une moindre mesure, par la baisse des quantités acheminées et du nombre de consommateurs raccordés.

Ce tableau met également en évidence la baisse du CMPC et l'effet mécanique du CRCP inclus dans « l'effet tarif constant » qui influent fortement à la baisse sur l'évolution au 1<sup>er</sup> juillet 2018.

Les demandes des ELD conduiraient à un accroissement de l'écart entre leurs tarifs et le tarif de GRDF, sauf pour Caléo, alors que la tendance historique est à une réduction de cet écart :

Ecart avec le tarif de GRDF	ATRD1 (1 <sup>er</sup> juil. 2004)	ATRD2 (1 <sup>er</sup> janv. 2006)	ATRD3 ELD (1 <sup>er</sup> juil. 2009)	ATRD4 ELD (1 <sup>er</sup> juil. 2013)	ATRD4 ELD (1 <sup>er</sup> juil. 2017)	Demandes des ELD ATRD5 (1 <sup>er</sup> juil. 2018)
Régaz-Bordeaux	42 %	23 %	24 %	22 %	12 %	20 %
Réseau GDS	36 %	32 %	30 %	35 %	35 %	41 %
GEG	44 %	39 %	26 %	25 %	28 %	42 %
Vialis	29 %	23 %	21 %	16 %	9 %	22 %
Gedia	50 %	48 %	34 %	34 %	25 %	44 %
Caléo	24 %	12 %	3 %	9 %	3 %	3 %
Gaz de Barr	49 %	43 %	30 %	28 %	22 %	31 %
Veolia Eau	76 %	67 %	71 %	16 %	13 %	25 %
Sorégies	-	-	-	48,5 %	67 %	69 %

### 2.1.2 Charges d'exploitation

L'évolution des charges et produits d'exploitation des ELD pour la prochaine période tarifaire est due principalement :

- aux charges en lien avec les nouvelles réglementations (lois NOTRe et LTECV) ;
- aux réorganisations des filiales au sein de leurs groupes pour Régaz-Bordeaux, GEG et Sorégies ;
- aux nouveaux coûts liés aux impayés sur la part acheminement qui doivent être supportés par les GRD, pris en compte par certaines ELD dans leur demande ;
- à l'évolution de certaines redevances ;
- à l'évolution des charges de personnel.

Le traitement des charges d'exploitation relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique est défini au paragraphe 2.1.4.

Les charges nettes d'exploitation réalisées ont été retraitées des charges non couvertes par le tarif ATRD4 (redevances non couvertes).

Les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation présentées par les ELD pour la période ATRD5 2018-2021 sont les suivantes :

En k€ courants	Réalisé 2015*	2018	2019	2020	2021	Evolution 2015-2018	Evolution 2018-2021
Régaz-Bordeaux	27 121	33 268	34 693	34 238	35 218	22,66 %	2,15 %
Réseau GDS	20 219	25 038	25 362	26 318	26 902	24,85 %	2,27 %
GEG	8 058	9 248	9 155	9 070	9 290	14,76 %	-0,41 %
Vialis	4 092	4 725	4 851	4 892	5 041	15,45 %	2,12 %
Gedia	2 640	3 408	3 498	3 405	3 615	29,09 %	1,42 %
Caléo	1 189	1 696	1 689	1 753	1 780	42,68 %	1,30 %
Gaz de Barr	2 379	2 914	3 022	3 063	3 249	22,49 %	3,31 %
Veolia Eau	1 930	2 031	2 052	2 014	2 060	5,21 %	0,27 %
Sorégies	410	678	791	1 037	1 097	65,37 %	19,29 %

\* Réalisé 2016 pour Régaz-Bordeaux et Gaz de Barr. Les charges nettes d'exploitation 2016 définitives n'étaient pas disponibles pour les autres ELD au moment de leur analyse

La CRE a demandé aux ELD une mise à jour de leurs demandes tarifaires pour fin mai 2017, 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. 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 évolué de Régaz-Bordeaux et GEG dont le début du déploiement est prévu pendant la période tarifaire ATRD5 sous réserve de la décision favorable des ministres. Ces trajectoires sont présentées au paragraphe 2.1.7).

Pour fixer le niveau des charges d'exploitation prévisionnelles à couvrir par les tarifs ATRD5, la CRE a analysé de manière approfondie les demandes des ELD, en se fondant notamment sur :

- les données issues de leurs comptes pour les années 2013 à 2015 (2016 pour Régaz-Bordeaux et Gaz de Barr) ;
- les hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2018 à 2021 communiquées par les ELD ;
- les résultats d'un audit des charges d'exploitation réalisées et prévisionnelles des opérateurs sur les exercices 2013 à 2021 effectué par un auditeur externe.

La CRE retient comme référence pour ses travaux, le niveau des charges atteint par les opérateurs au cours de la période tarifaire ATRD4, afin de faire bénéficier les consommateurs des gains de productivité réalisés pendant cette période. La CRE s'est ainsi appuyée pour partie sur les données constatées des exercices 2015 et 2016 (si disponible) afin d'apprécier les trajectoires prévisionnelles présentées par les opérateurs, tout en prenant en compte :

- des facteurs exceptionnels ou non récurrents intervenus sur cet exercice ;
- des nouveaux projets susceptibles d'avoir des effets sur le niveau de charges au cours de la période 2018-2021.

### 2.1.2.1 Analyse des principaux postes de charges d'exploitation

La CRE a sollicité un auditeur externe en février 2017 pour réaliser un audit des charges d'exploitation présentées par les ELD en complément des analyses qui ont été menées par la CRE. Les travaux se sont déroulés entre les mois de février et juin 2017.

Les objectifs de l'audit étaient d'analyser les charges et produits d'exploitation supportés par chaque ELD sur la période 2013-2021, de porter une appréciation sur les évolutions proposées et de formuler des recommandations sur le niveau des coûts correspondant à ceux d'un opérateur de réseau efficace à prendre en compte pour les tarifs ATRD5.

Dans sa démarche, l'auditeur a proposé des ajustements lorsque les charges demandées par les ELD paraissaient surévaluées, sous évaluées ou erronées.

Certains de ces ajustements concernent la majorité des ELD, et portent principalement sur la mise en cohérence des hypothèses salariales, les évolutions des missions des GRD induites par les lois NOTRe et LTECV et les réorganisations de groupe. Ces ajustements sont détaillés ci-dessous.

Les conclusions des rapports d'audit ont donné lieu à des échanges avec les ELD dans le courant du mois de mai 2017. Les ELD ont ainsi formulé leurs observations sur les résultats de ces travaux et ont transmis à l'auditeur des justifications supplémentaires, pour partie nouvelles, et non fournies dans le cadre de la mission d'audit.

L'auditeur a modifié son rapport en prenant en compte certaines observations des ELD. Les rapports finaux de l'auditeur ont été publiés en même temps que la consultation publique du 20 juillet 2017.

Certaines justifications et mises à jour transmises tardivement par les ELD n'ont pu faire l'objet d'une analyse approfondie par l'auditeur dans les temps impartis pour la mission. Elles ont cependant été analysées par la CRE.

Dans la consultation publique du 20 juillet 2017, la CRE a présenté des analyses préliminaires sur la base de l'ensemble des éléments précédents (fourchette basse et fourchette haute sur la période 2018-2021).

Les paragraphes suivants présentent les conclusions des analyses de la CRE sur les niveaux des postes de charges et produits d'exploitation demandés par les opérateurs.

#### **2.1.2.1.1 Charges liées aux lois NOTRe et LTECV**

Les collectivités territoriales voient évoluer et s'élargir leur champ d'actions dans le domaine de l'énergie en application de la loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant sur la nouvelle organisation territoriale de la République, dite loi « NOTRe », et de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite « LTECV »).

La mise en place de ces évolutions législatives et réglementaires concerne notamment les GRD qui indiquent devoir mettre en œuvre les actions suivantes :

- la mise en œuvre de prestations d'accompagnement des collectivités territoriales dans le développement des territoires ;
- l'établissement d'une prévision pluriannuelle concernant notamment la consommation de gaz naturel et la production renouvelable ;
- la mise à disposition des personnes publiques de données relatives à l'énergie ;
- la mise à disposition des consommateurs de leurs données de comptage et des systèmes d'alerte ;
- la mise à disposition des propriétaires ou gestionnaires d'immeubles à usage résidentiel ou tertiaire qui en font la demande des données de consommation ;
- la prise en compte des évolutions relatives au compte rendu annuel de concession transmis par les organismes de distribution de gaz naturel aux autorités concédantes ;
- la mise en œuvre par les gestionnaires de réseau des dispositifs incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation ;
- la mise en œuvre de projets dits « smart grids » avec la surveillance en temps réel et la conduite dynamique du réseau.

Ces évolutions entraînent des charges supplémentaires de consommations externes et de charges de personnel pour toutes les ELD.

L'auditeur a effectué une analyse comparative entre les demandes des ELD. En tenant compte des tailles et spécificités de chacune, des ajustements ont été proposés pour celles dont les demandes étaient surévaluées. Ces ajustements sont retenus par la CRE.

#### **2.1.2.1.2 Les réorganisations des groupes**

Trois ELD sont concernées par une réorganisation de leur groupe lors de la période ATRD5 : Régaz-Bordeaux, GEG et Sorégies.

- Régaz-Bordeaux :

L'organisation actuelle du groupe constitué par Régaz-Bordeaux (GRD) et Gaz de Bordeaux (fournisseur) ne satisfaisant pas aux exigences de l'article L.111-61 du code de l'énergie, la CRE a demandé dans ses précédents rapports sur le respect du code de bonne conduite et sur l'indépendance des GRD à Régaz-Bordeaux de se mettre en conformité.

Régaz-Bordeaux prévoit de modifier l'organisation juridique du groupe en filialisant l'activité du GRD dans une structure dépourvue de tout lien capitalistique direct avec une entité en charge de la fourniture de gaz naturel ou de la production de biométhane.

Les coûts de la mise en place de cette filialisation (honoraires) représentent 255 k€ en 2018. La totalité de ces coûts sont pris en compte par Régaz-Bordeaux dans sa demande.

La CRE considère que ces coûts de mise en place de la filialisation devraient être répartis entre les activités de GRD et les autres activités. La CRE retient une répartition fondée sur le résultat d'exploitation des entités concernées et ajuste la trajectoire de charges d'exploitation en conséquence (67 k€ en 2018).

- **GEG :**

Le GRD d'électricité de GEG devrait dépasser le seuil de 100 000 clients desservis en 2017. En application de l'article L.111-57 du code de l'énergie, GEG est donc contraint de séparer juridiquement son activité de GRD d'électricité de toute activité de fourniture ou de production d'électricité. La solution envisagée par GEG est de loger dans la même entité juridique les activités de GRD d'électricité et de gaz.

La CRE considère que les coûts liés à la séparation juridique rendue obligatoire du fait de l'activité électricité sans être obligatoire pour l'activité gaz ne sauraient être imputés à cette activité gaz et devraient être supportés en totalité par l'activité électricité. En conséquence, la CRE ajuste la trajectoire des charges d'exploitation des coûts supplémentaires imputés au GRD de gaz par GEG, de l'ordre de 220 k€ en moyenne par an.

- **Sorégies :**

A compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, Sorégies sous-traitera l'exploitation et la maîtrise d'œuvre des travaux neufs sur les réseaux de gaz naturel à SRD, GRD d'électricité sur le développement de la Vienne, via une convention de prestations.

La CRE considère qu'une partie des surcoûts induits selon Sorégies par cette réorganisation ont été insuffisamment justifiés par le GRD et ajuste la trajectoire des charges d'exploitation en conséquence (180 k€ en moyenne par an).

#### **2.1.2.1.3 Mise en cohérence des hypothèses salariales**

La CRE retient un ajustement au titre des charges de personnel afin, d'une part, d'harmoniser les hypothèses de salaire national de base (SNB) du régime des industries électriques et gazières (IEG) avec celles prises en compte dans les tarifs d'infrastructures établis par la CRE en 2015 et 2016, et d'autre part, de prendre en compte l'annonce faite le 12 décembre 2016 par les employeurs de la branche des IEG concernant le gel de l'évolution du taux de SNB pour 2017. Cet ajustement s'applique à toutes les ELD.

#### **2.1.2.1.4 Redevances**

La CRE considère que le tarif d'une ELD doit couvrir uniquement les redevances qui servent à financer les frais supportés par l'autorité concédante en compensation d'une prestation de service rendu à l'ELD et non celles qui pourraient s'apparenter à une rémunération d'actionnaire afin d'éviter une double rémunération avec la couverture des charges de capital normatives déjà prévue par ailleurs.

En conséquence, seules la partie de la redevance de concession R1 (ou redevance de droit de contrôle) qui sert à financer les frais supportés par l'autorité concédante, les redevances d'occupation des sols (RODP) et les redevances du domaine fluvial et ARCEP peuvent être couvertes par les tarifs ATRD5 des ELD.

Les montants correspondants ont été intégrés dans la trajectoire de charges à couvrir. Des ajustements sont pris en compte pour d'autres redevances pour la raison exposée précédemment.

#### **2.1.2.1.5 Interface transport distribution**

Les charges engagées par les gestionnaires de réseau de transport (GRT) pour procéder aux réparations, remplacements et renouvellements des postes de livraison et des charges associées à l'entretien des branchements aux points d'interface transport distribution (PITD) étaient auparavant facturées par les GRT aux GRD.

Ces charges sont désormais couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF (dit « tarif ATRT6 »), conformément à la délibération de la CRE du 5 janvier 2017<sup>29</sup> approuvant les conditions générales des contrats de raccordement des GRT et aux dispositions des délibérations tarifaires ATRD5 de GRDF du 10 mars 2016<sup>30</sup> et ATRT6 du 15 décembre 2016<sup>31</sup>.

<sup>29</sup> Délibération de la CRE du 5 janvier 2017 portant approbation de la modification des conditions générales des contrats de raccordement au réseau de transport de GRTgaz et TIGF applicables aux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel.

<sup>30</sup> Délibération de la CRE du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

<sup>31</sup> Délibération de la CRE du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF.

La présente délibération ne retient pas, par conséquent, ces charges dans le périmètre des charges à couvrir par les tarifs ATRD5 des ELD.

**2.1.2.1.6 Dissociation des zones non péréquées**

L'article L.452-1 du code de l'énergie dispose que « les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié, [...], 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. [...] »

Ce même article dispose également 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 ».

En application de ces dispositions, les tarifs ATRD5 péréqués ne doivent pas couvrir les coûts de réseaux résultant de l'application de l'article L.432-6 du code de l'énergie, ces derniers faisant part ailleurs l'objet de tarifs spécifiques.

Pour les ELD pour lesquelles la distinction entre les charges relatives aux zones péréquées et celles relatives aux zones non péréquées n'a pas été faite dans leur demande tarifaire, des ajustements ont été proposés par l'auditeur. Ces ajustements s'appuient en général sur la quote-part de volumes acheminés. La présente délibération maintient ces ajustements pour Gedia, Caléo et Gaz de Barr.

Les autres ELD desservant des concessions non péréquées (Réseau GDS, GEG, Veolia Eau) ont distingué les charges relatives aux zones non péréquées dans leur demande tarifaire. Celles-ci n'ont donc pas été prises en compte dans leur demande tarifaire et aucun ajustement n'a été retenu.

**2.1.2.1.7 Charges relatives aux pertes et différences diverses**

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

- des pertes techniques liées aux fuites, au remplissage des réseaux neufs, aux purges des ouvrages avant intervention et aux agressions des ouvrages en service lors de travaux ;
- de la marge d'imprécision du comptage du gaz au niveau des postes transport à l'interface avec le réseau de distribution et au niveau des postes clients (biais de comptage), ainsi que d'autres incertitudes liées notamment à la conversion des volumes lus sur les compteurs en énergie. En effet, la conversion du volume de gaz (en m³) en quantité d'énergie (en kWh) entraîne des différences entre les quantités de gaz mesurées aux points d'interface transport-distribution (PITD) et les quantités prises en compte lors de la relève des compteurs des consommateurs finals ;
- des pertes non techniques telles que les fraudes, les écarts entre l'index enregistré au départ d'un consommateur et celui enregistré à l'arrivée de son successeur, les erreurs de relevé, les erreurs dans les fichiers de facturation, etc.

Les pertes et différences diverses des réseaux de certaines des ELD, qui en ont fait le choix, sont compensées par les fournisseurs historiques. Les autres ELD supportent les charges suivantes :

- un compte d'écarts distribution (CED) avec chaque fournisseur qui permet de régulariser les écarts entre les estimations initiales des quantités consommées et les quantités réellement mesurées ;
- un compte inter-opérateur (CIO) avec le GRT concerné qui permet de régulariser les écarts de comptage aux PITD.

En revanche, à ce jour, aucune ELD n'achète de gaz directement sur les marchés pour compenser les pertes et différences diverses.

Les trajectoires des charges relatives aux pertes et différences diverses prises en compte dans le revenu autorisé prévisionnel sont les suivantes :

Montants prévisionnels des pertes et différences diverses (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne
Régaz-Bordeaux	157	159	162	165	161
Vialis	20	21	21	21	21
Gedia	45	45	45	45	45
Gaz de Barr	49	50	51	52	50



Les autres ELD n'ont pas intégré de telle trajectoire dans leur demande, soit parce qu'elle est nulle en prévision, soit car les pertes et différences diverses sont compensées par le fournisseur historique.

Etant donné le caractère très variable de ce poste de pertes et différences diverses et la complexité à le maîtriser pour les ELD, les charges réelles supportées relatives aux pertes et différences diverses seront prises en compte via le CRCP (voir paragraphe 1.3.6).

### 2.1.2.2 Effort de productivité

L'article L.452-3 du code de l'énergie dispose que les délibérations de la CRE sur les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel « [...] peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, [...] à la recherche d'efforts de productivité. »

La CRE a analysé en détail les trajectoires d'évolution des charges d'exploitation des ELD, en s'appuyant notamment sur le bilan des tarifs ATRD4, sur les trajectoires demandées et les éléments justificatifs fournis sur la période des tarifs ATRD5 et les hypothèses de productivité présentées par les opérateurs.

Sur la base de ces éléments, la CRE ne retient pas d'ajustement additionnel au titre d'un effort de productivité dans les trajectoires ATRD5 des ELD, à l'exception de GEG et Veolia Eau.

- **GEG :**

En accord avec GEG, la CRE retient les effets attendus sur la période 2018-2021 des plans de performance mis en place au sein du GRD pendant la période tarifaire ATRD4 et qui n'avait pas été pleinement pris en compte dans le plan d'affaires présenté par GEG. La CRE retient un ajustement à ce titre de 175 k€ par an en moyenne.

- **Veolia Eau :**

La CRE constate que Veolia Eau a très significativement dépassé le niveau des charges d'exploitation prévus sur la période tarifaire ATRD4 (+ 360 k€ en moyenne par an soit + 24 % en moyenne par an). Ces surcoûts sont également pris en compte par Veolia Eau dans sa demande pour la période ATRD5. La CRE considère que ces surcoûts sont insuffisamment justifiés et retient une productivité additionnelle progressive de 30 k€ en 2018 à 120 k€ en 2021 pour la période ATRD5.

### 2.1.2.3 Synthèse des ajustements par ELD

Le tableau ci-dessous reprend pour l'ensemble des ELD :

- d'une part, la dernière année de charges réalisées sur la période tarifaire ATRD4, retraitées des charges relatives au développement, afin d'avoir une base de comparaison avec la période ATRD5 pour laquelle les tarifs ne couvrent aucun budget propre au développement dans les charges d'exploitation (voir paragraphe 1.3.2) ;
- d'autre part, les charges d'exploitation dont la couverture est demandée par les opérateurs, les ajustements par rapport à cette demande et les trajectoires retenues pour les tarifs ATRD5 (2018-2021) par la CRE, en moyenne par an. Ces charges ne prennent pas en compte les impayés sur la part acheminement. Les autres ajustements dans la dernière colonne du tableau comprennent les ajustements sur les charges au titre des lois NOTRe et LTECV (voir paragraphe 2.1.2.1.1), des charges de personnel (paragraphe 2.1.2.1.3), des impôts et taxes et l'ensemble des autres ajustements non détaillés dans cette délibération mais ayant fait l'objet d'échanges avec les opérateurs.

en k€/an		Charges d'exploitation	dont consommations externes	dont recettes et production immobilisée	dont redevances	dont interface transport livraison	dont autres ajustements
Régaz-Bordeaux	Réalisé 2016	26 693					
	Demande opérateur	33 706					
	Ajustement	-2 509	-578	-754	-338	-170	-670
	<b>Trajectoire retenue</b>	<b>31 197</b>					
Réseau GDS	Réalisé 2015	19 217					
	Demande opérateur	25 068					
	Ajustement	-4 572	-428	-811	-1 106	-78	-2 149
	<b>Trajectoire retenue</b>	<b>20 495</b>					

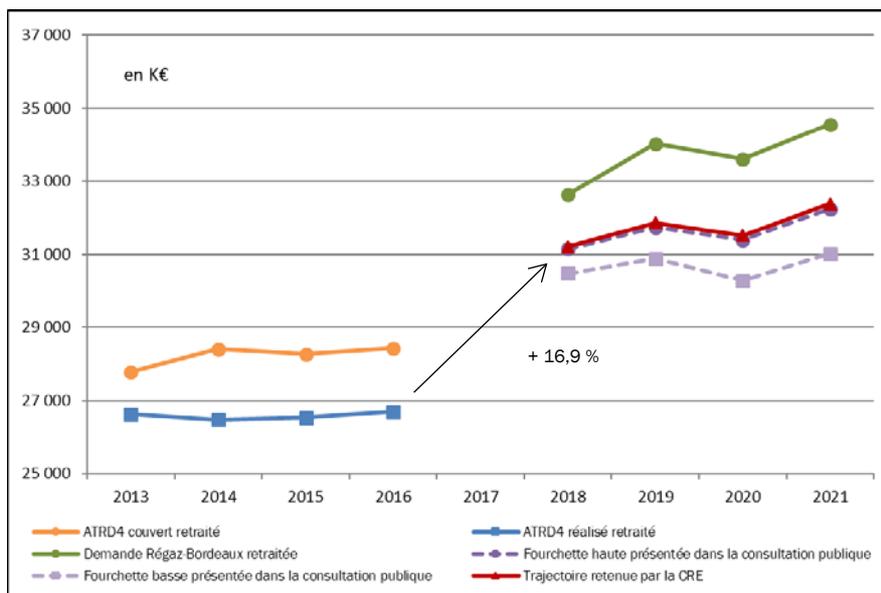
GEG	Réalisé 2015	7 277					
	Demande opérateur	8 995					
	Ajustement	-1 576	-244	-364	-626	-7	-336
	<b>Trajectoire retenue</b>	<b>7 418</b>					
Vialis	Réalisé 2015	3 975					
	Demande opérateur	4 713					
	Ajustement	-253	-56	-13	0	0	-184
	<b>Trajectoire retenue</b>	<b>4 461</b>					
Gedia	Réalisé 2015	2 520					
	Demande opérateur	3 338					
	Ajustement	-531	-152	-37	-39	-19	-284
	<b>Trajectoire retenue</b>	<b>2 807</b>					
Caléo	Réalisé 2015	1 152					
	Demande opérateur	1 603					
	Ajustement	-266	-79	9	-9	-15	-171
	<b>Trajectoire retenue</b>	<b>1 337</b>					
Gaz de Barr	Réalisé 2016	2 337					
	Demande opérateur	2 968					
	Ajustement	-309	-176	-5	0	0	-128
	<b>Trajectoire retenue</b>	<b>2 659</b>					
Veolia Eau	Réalisé 2015	1 824					
	Demande opérateur	1 993					
	Ajustement	-205	-83	0	-90	-4	-28
	<b>Trajectoire retenue</b>	<b>1 788</b>					
Sorégies	Réalisé 2015	351					
	Demande opérateur	870					
	Ajustement	-360	-194	-112	37	-20	-71
	<b>Trajectoire retenue</b>	<b>510</b>					

Les graphiques ci-dessous incluent des trajectoires retraitées des dépenses de développement pour chacune des ELD. Ces trajectoires intègrent les charges relatives aux impayés sur la part acheminement présentées au paragraphe 2.1.3. Les trajectoires présentent :

- les niveaux de charges couvertes et réalisées lors des tarifs ATRD4 ;
- les niveaux de charges d'exploitations demandées par les ELD pour les tarifs ATRD5 ;
- les fourchettes « haute » et « basse » présentées lors de la consultation publique ;
- les niveaux de charges retenues par la CRE pour l'ATRD5.

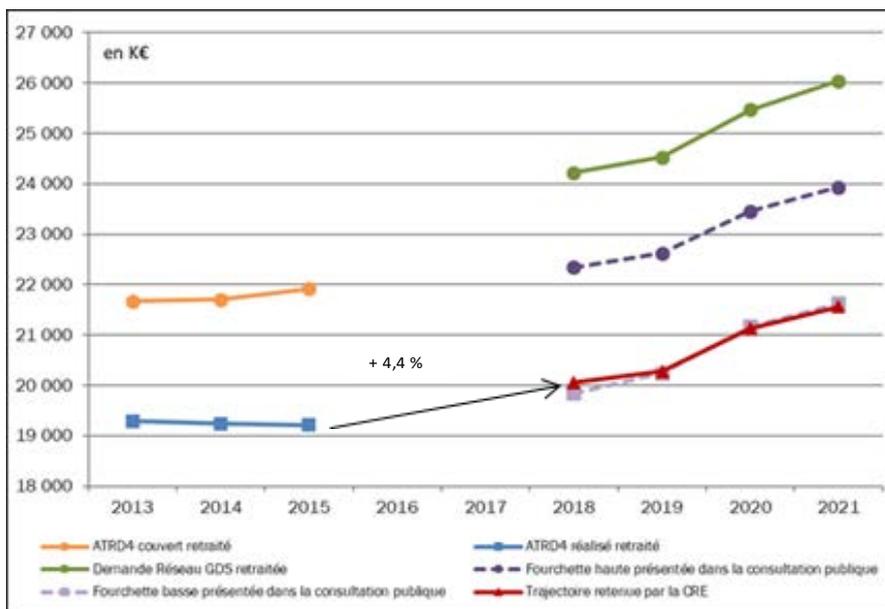
**Régaz-Bordeaux :**

Les principaux ajustements appliqués sur la trajectoire concernent les postes redevances, charges de personnel, production immobilisée et recettes extra-tarifaires :



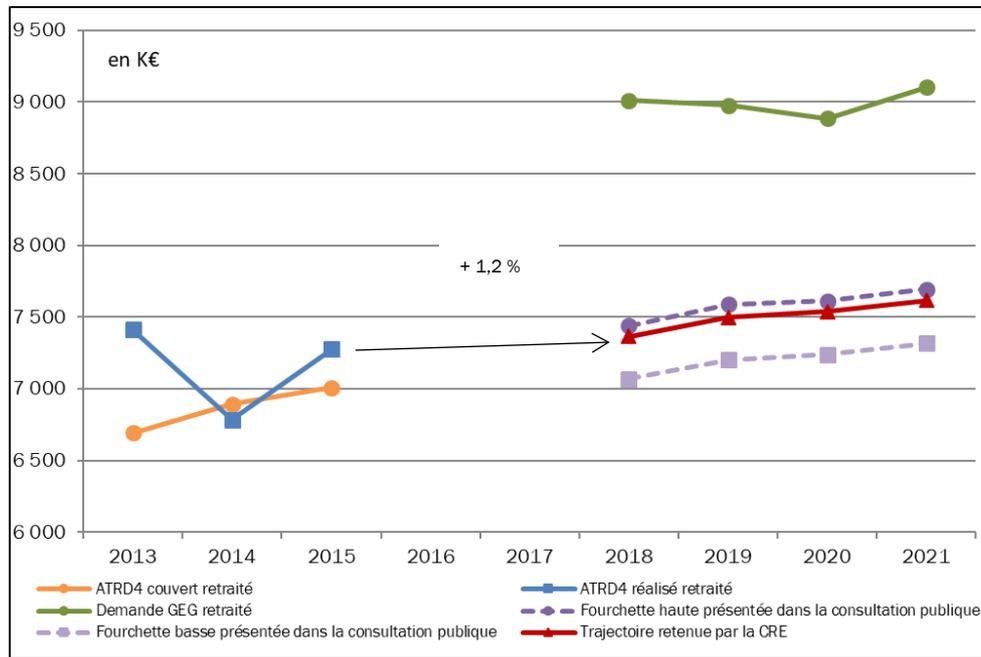
**Réseau GDS :**

Les principaux ajustements appliqués sur la trajectoire concernent les postes redevances, charges de personnel et recettes extra-tarifaires :



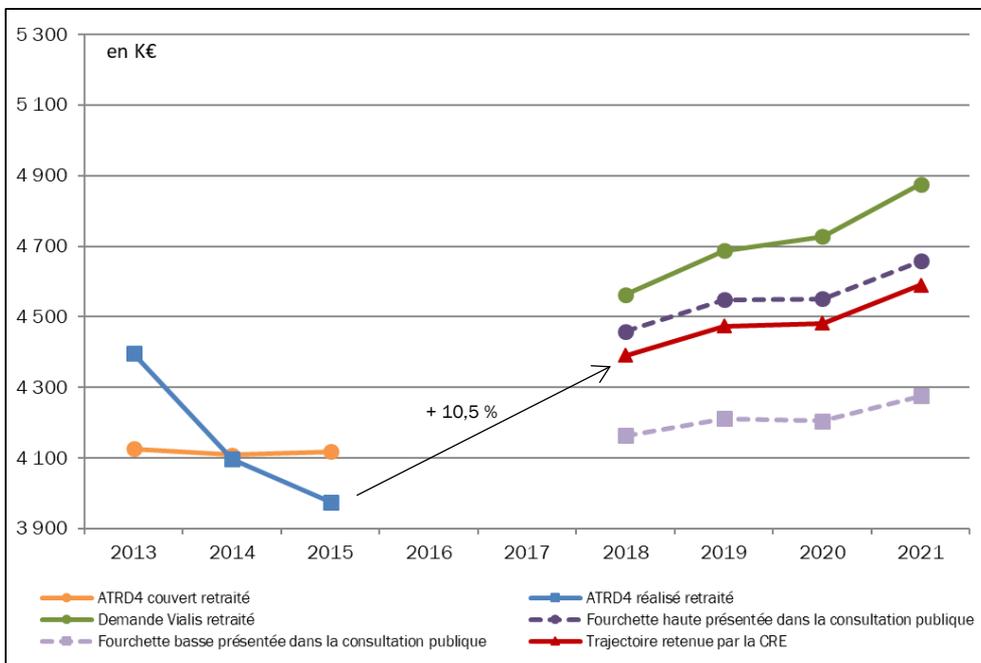
**GEG :**

Les principaux ajustements appliqués sur la trajectoire concernent les postes redevances, CCN actifs communs, charges de personnel, recettes extra-tarifaires auxquels s'ajoutent les ajustements au titre du plan de performance et de la séparation juridique :



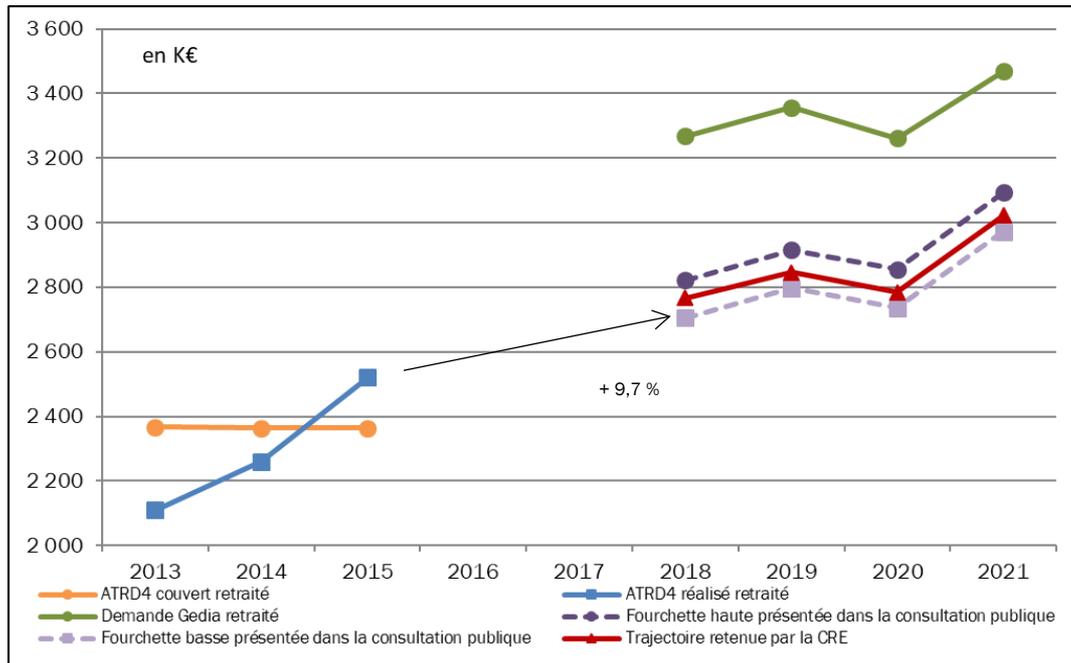
**Vialis :**

Les principaux ajustements appliqués sur la trajectoire concernent les postes redevances, autres charges et charges de personnel :



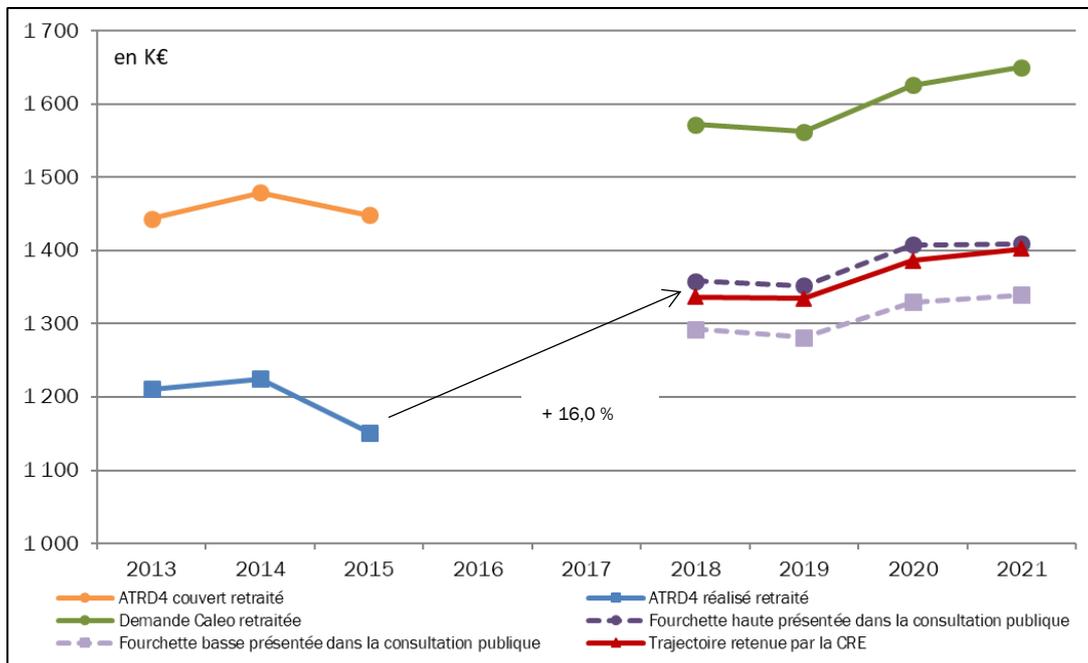
**Gedia :**

Les principaux ajustements appliqués sur la trajectoire concernent les postes redevances, services extérieurs, dépenses de communication (hors développement) et charges de personnel :



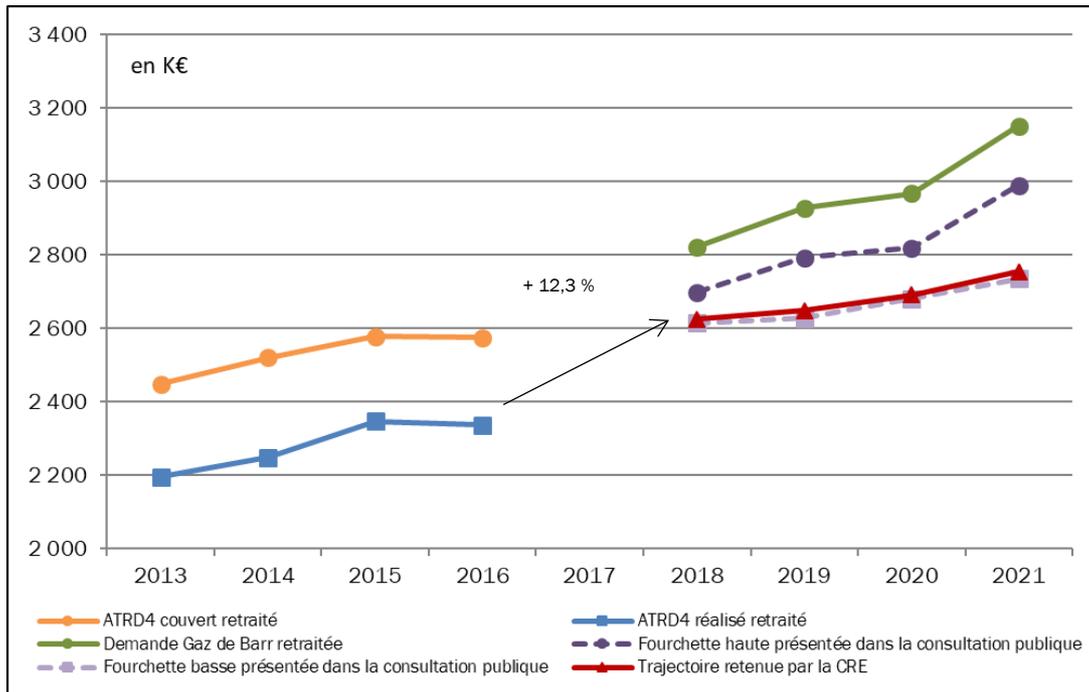
**Caléo :**

Les principaux ajustements appliqués sur la trajectoire concernent les postes charges de personnel et autres charges :



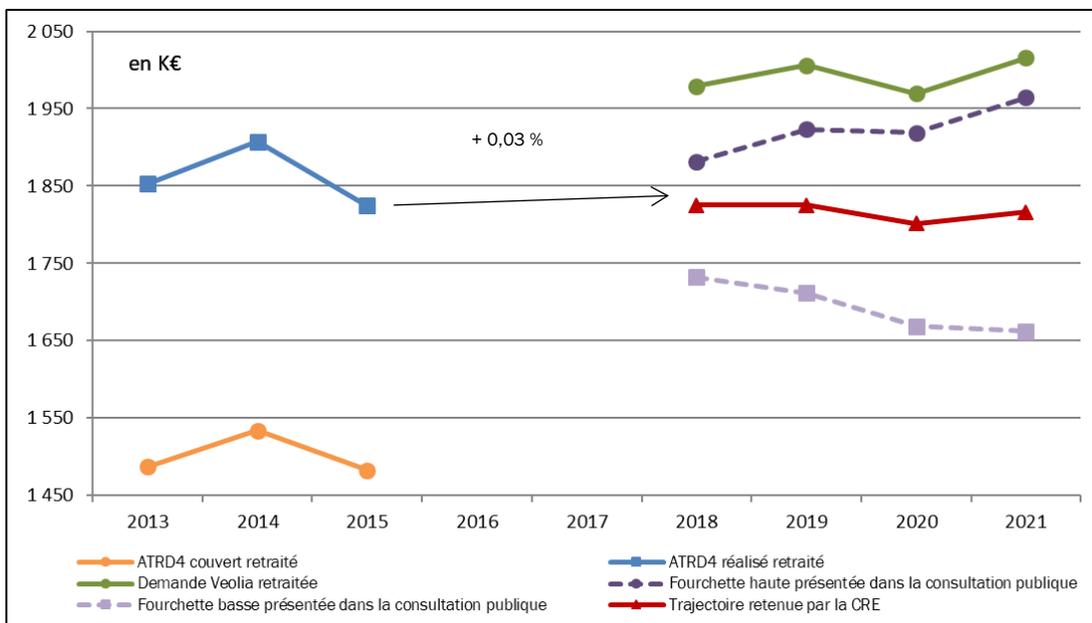
**Gaz de Barr :**

Les principaux ajustements appliqués sur la trajectoire concernent les postes de services extérieurs et de charges de personnel :



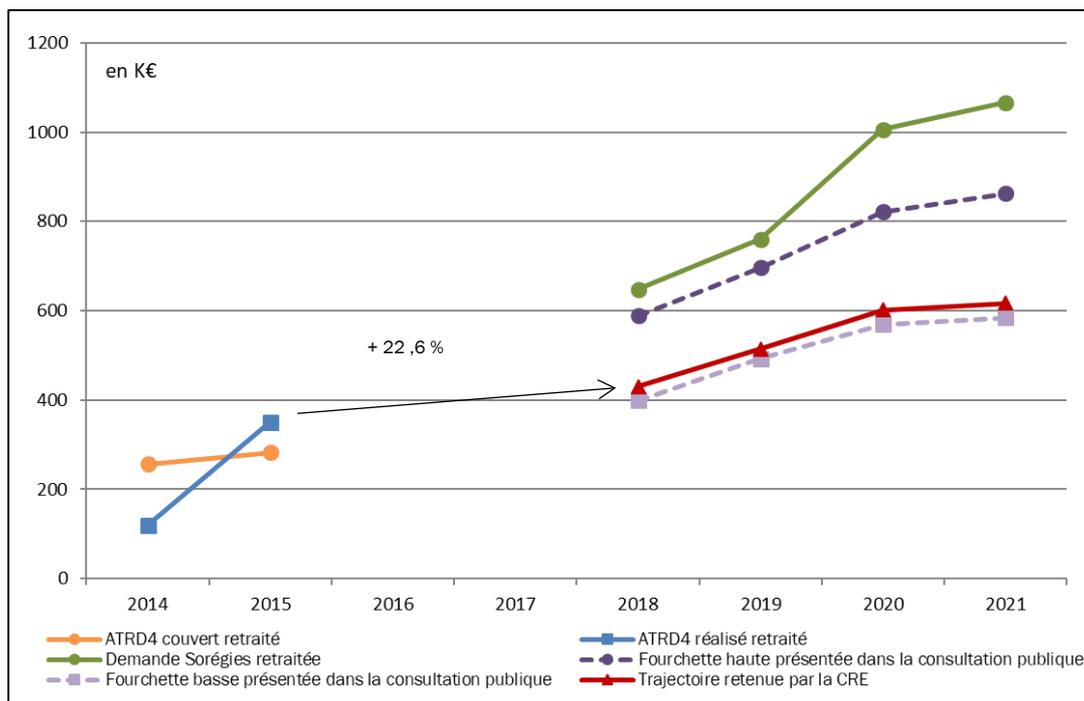
**Veolia Eau :**

Les principaux ajustements appliqués sur la trajectoire concernent les postes redevances, services extérieurs, charges de personnel et charges de refacturation à la maison mère auxquels s'ajoute l'ajustement au titre de la productivité additionnelle.



**Sorégies :**

Les principaux ajustements appliqués sur la trajectoire concernent les postes redevances, services extérieurs, production immobilisée et recettes extra-tarifaires :



**2.1.3 Charges dues aux impayés**

Les clients finals concluent avec leur fournisseur de gaz naturel des contrats de vente qui incluent la fourniture de gaz proprement dite et l'utilisation des infrastructures gazières nécessaires à la livraison du gaz aux consommateurs. Dans ce cadre, les fournisseurs de gaz naturel, selon les dispositions du contrat d'acheminement qu'ils signent avec les GRD, collectent les tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution auprès de leurs clients et les reversent au GRD. Jusqu'à présent, les fournisseurs s'acquittaient auprès des GRD de l'ensemble des montants dus par leurs clients au titre de l'acheminement, même pour ceux n'ayant pas payé leur facture.

Or, dans sa décision du 19 septembre 2014<sup>32</sup>, le CoRDIS rappelle qu'il incombe au GRD, contrairement à la pratique antérieure, de supporter la charge des impayés relative aux tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution. La CRE en a tiré les conséquences en prenant en compte les charges relatives aux impayés dans le tarif ATRD5 de GRDF.

En application des principes rappelés par le CoRDIS dans la décision susmentionnée, la CRE décide de prendre en compte pour les tarifs ATRD5 des ELD les charges relatives aux impayés, selon les mêmes modalités que celles retenues pour GRDF et pour les mêmes raisons que celles exposées dans la délibération de la CRE du 10 mars 2016<sup>33</sup>.

Charges annuelles relatives aux impayés prises en compte à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018 (à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2017 pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Gaz de Barr)

La CRE décide de prendre en compte dans la trajectoire prévisionnelle, au titre des charges annuelles relatives aux impayés de la part acheminement à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018 (à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2017 pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Gaz de Barr), un montant normatif correspondant à 0,9 % du revenu autorisé prévisionnel de chaque ELD, sauf pour celles qui ont justifié d'un niveau différent : 0,6 % du revenu autorisé prévisionnel de Réseau GDS, 0,4 % de celui de Gaz de Barr, et 0,3 % de celui de Vialis. Les charges réellement supportées par les ELD seront prises en compte au CRCP (voir paragraphe 1.3.6).

<sup>32</sup> Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE en date du 19 septembre 2014 sur le différend qui oppose la société POWEO DIRECT ENERGIE à la société GRDF relatif au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel.

<sup>33</sup> Délibération de la CRE du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.



Charges relatives aux impayés prises en compte pour la période antérieure au 1<sup>er</sup> janvier 2018 (pour la période antérieure au 1<sup>er</sup> octobre 2017 pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Gaz de Barr)

La CRE considère que le niveau des tarifs réglementés de vente (TRV) a été défini pour couvrir l'ensemble des coûts des fournisseurs historiques, y compris ceux des impayés relatifs à l'acheminement. En conséquence, la CRE ne prend pas en compte dans les tarifs ATRD5 les montants au titre des impayés sur la part acheminement antérieurs au 1<sup>er</sup> janvier 2018 (antérieurs au 1<sup>er</sup> octobre 2017 pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Gaz de Barr) des consommateurs bénéficiant d'un TRV.

La CRE estime en revanche pertinent d'intégrer dans les charges à couvrir par les tarifs ATRD5 des ELD les charges relatives aux impayés de la part acheminement antérieurs au 1<sup>er</sup> janvier 2018 (antérieurs au 1<sup>er</sup> octobre 2017 pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Gaz de Barr) des consommateurs bénéficiant d'offres de marché. Toutefois, compte tenu de la très faible ouverture du marché sur les zones de desserte des ELD antérieurement aux tarifs ATRD5 et en l'absence de données transmises par les ELD sur cette question, un montant de charges nul est retenu en prévisionnel. Les charges réellement supportées par les ELD seront prises en compte au CRCP (voir paragraphe 1.3.6).

Charges relatives aux impayés prévisionnelles (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux (avec projet de comptage)	543	555	553	563	553
Réseau GDS	259	265	274	278	269
GEG (avec projet de comptage)	95	97	100	101	98
Vialis	31	31	31	31	31
Gedia	47	49	48	50	49
Caléo	26	27	28	28	27
Gaz de Barr	22	22	23	23	23
Veolia Eau	27	27	27	27	27
Sorégies	27	29	30	31	29

#### 2.1.4 *Traitement des charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique*

Les recettes tarifaires liées au coefficient  $R_r$  (voir paragraphe 1.4.3) permettent de couvrir globalement les charges relatives à la contrepartie versée par chaque ELD aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique. La CRE retient, par simplification, une trajectoire prévisionnelle nulle des charges d'exploitation nettes des recettes tarifaires relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique.

Les écarts résiduels entre la contrepartie financière effectivement versée aux fournisseurs et l'augmentation moyenne de la part fixe des tarifs ATRD5 seront compensés via le mécanisme de CRCP (voir paragraphe 1.3.6).

#### 2.1.5 *Incitations financières prévisionnelles au titre de la régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz*

Les tarifs ATRD4 des ELD couvraient les dépenses de promotion de l'usage du gaz, en les associant à des objectifs de nouveaux logements mis en gaz pour Régaz-Bordeaux et Réseau GDS ou de nombre moyen annuel de points de livraison pour les six autres ELD, via une incitation sous forme de malus en cas de non atteinte de ces objectifs.

Toutes les ELD demandent le maintien de la couverture par leur prochain tarif ATRD5 de ces dépenses, dont la plupart sont en hausse par rapport aux niveaux couverts dans les tarifs ATRD4. Les dépenses correspondantes sont les aides commerciales, la majorité des dépenses de communication externes ainsi que certaines dépenses de recherche et développement visant notamment à soutenir le développement de nouveaux équipements gaz.

La CRE souhaite recentrer le cadre de régulation sur un objectif de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux dans un but d'optimisation économique de l'utilisation du réseau au bénéfice de l'ensemble des consommateurs via, *in fine*, une diminution du tarif unitaire. La présente délibération met donc en place un nouveau cadre de régulation qui incite pleinement les ELD sur le résultat obtenu. Le revenu autorisé initialement couvert par les tarifs ATRD5 sur la période 2018-2021 comprend un montant prévisionnel au titre de ce mécanisme de régulation incitative, correspondant aux objectifs de développement inclus dans les hypothèses de nombre de

consommateurs desservis prises en compte pour établir les tarifs (voir paragraphe 2.2.2). En conséquence, les tarifs ATRD5 ne couvrent aucun budget propre au développement dans les charges d'exploitation des ELD (voir paragraphe 1.3.2).

Globalement, l'ajustement sur les charges à couvrir par rapport à la demande des ELD ainsi que le montant prévisionnel pris en compte dans le revenu autorisé des ELD au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux sont les suivants :

ELD	Charges demandées par l'ELD au titre du développement (en k€/an)	Montant prévisionnel au titre du développement (en k€/an)	Ecart montant prévisionnel – montant demandé (en k€/an)
Régaz-Bordeaux	397	845	448
Réseau GDS	837	857	20
GEG	84	39	-46
Vialis	129	205	76
Gedia	71	76	5
Caléo	42	41	-1
Gaz de Barr	62	68	6
Veolia Eau	15	42	28
Sorégies	21	46	25

### 2.1.6 Charges de capital normatives

#### 2.1.6.1 Trajectoires prévisionnelles des dépenses d'investissements

Les dépenses d'investissements prévisionnelles pour la période 2018-2021 retenues pour le calcul des charges de capital sont les suivantes :

Dépenses d'investissements prévisionnelles (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	15 627	14 974	13 728	13 652	14 495
Réseau GDS	12 471	12 049	8 491	8 583	10 399
GEG	1 153	1 085	1 163	1 565	1 242
Vialis	2 010	1 917	1 946	1 890	1 941
Gedia	1 265	465	1 410	361	875
Caléo	1 090	942	1 014	1 009	1 014
Gaz de Barr	1 934	1 657	1 649	1 680	1 730
Veolia Eau	442	407	413	420	420
Sorégies	1 390	1 345	1 311	1 238	1 321

Ces trajectoires prévisionnelles correspondent aux dépenses d'investissements prévisionnelles figurant dans la demande des ELD. Dans le cas de Régaz-Bordeaux et de GEG, ces trajectoires ne tiennent pas compte des dépenses d'investissements supplémentaires et des dépenses d'investissements évitées en lien avec leurs projets de comptage évolué.

La CRE a retenu l'intégralité des prévisions d'investissement des ELD.

#### 2.1.6.2 Trajectoires prévisionnelles des bases d'actifs régulés

Les trajectoires de BAR prévisionnelles sont calculées en prenant en compte les prévisions d'inflation pour la France effectuées par le FMI en 2016 et les dépenses d'investissements prévisionnelles transmises par les ELD dans leurs demandes.

Pour Régaz-Bordeaux et GEG, ces valeurs prévisionnelles n'intègrent pas les effets de leurs projets de comptage évolué qui sont présentés au paragraphe 2.1.7.2.

Les trajectoires prévisionnelles des BAR ainsi calculées sont les suivantes :

BAR au 01.01.N <sup>34</sup> (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	261 732	265 576	269 396	272 632	267 334
Réseau GDS	226 157	230 601	234 254	234 287	231 325
GEG	30 822	30 826	30 844	31 005	30 874
Vialis	52 354	52 593	52 692	52 917	52 639
Gedia	22 425	22 697	22 120	22 524	22 442
Caléo	15 645	16 211	16 606	17 077	16 385
Gaz de Barr	30 111	31 113	31 814	32 507	31 386
Veolia Eau	12 667	12 742	12 791	12 872	12 768
Sorégies	32 637	33 500	34 308	35 114	33 890

### 2.1.6.3 Taux de rémunération

Pour les tarifs ATRD5, les ELD ont effectué une demande de taux de rémunération de la BAR de 5,46 %, réel, avant impôt. Elles ont, à l'appui de leur demande, fait réaliser par un consultant externe une étude sur le coût moyen pondéré du capital pour les ELD gazières durant la période tarifaire ATRD5.

Dans le cadre des travaux ATRD5 des ELD, la CRE a réexaminé les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du coût du capital des tarifs ATRD4 en vigueur ainsi que du tarif ATRD5 de GRDF. Elle s'est notamment fondée sur les études qu'elle a fait réaliser par des consultants externes en 2015 et en 2016 sur la rémunération des infrastructures électriques et gazières<sup>35</sup>. Elle a également 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.

De plus, elle mène régulièrement en interne des travaux d'évaluation des paramètres du taux de rémunération.

Au vu des éléments précédents et après analyse de la demande des ELD, la CRE retient un taux de rémunération de 4,625 % (réel, avant impôt) pour rémunérer la base d'actifs régulés des ELD sur la période ATRD5.

Par rapport au taux de rémunération en vigueur pour la période ATRD4, la CRE prend en compte :

- un taux sans risque réel, fixé à 1,6 %, en retrait par rapport au taux sans risque réel retenu pour la période ATRD4 et très proche de celui retenu pour le tarif ATRD5 de GRDF. Cette baisse est justifiée par la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt par rapport aux niveaux qui prévalaient lors des précédents tarifs ;
- un bêta de l'actif fixé à 0,40, identique à celui retenu pour le tarif ATRD5 de GRDF et en cohérence avec les observations de marché et les bêtas de l'activité de distribution de gaz en vigueur en Europe. Cette valeur correspond à une estimation robuste et reflète par ailleurs l'amélioration du risque relatif de l'activité régulée par rapport au risque de l'ensemble du marché ;
- concernant le taux d'imposition sur les sociétés, la loi n° 2016-1917 du 29 décembre 2016 de finances pour 2017 qui modifie le taux normal d'imposition sur les sociétés à partir de 2017, et ce, progressivement en fonction des caractéristiques des sociétés jusqu'à 2020 où le taux normal de 28 % 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.

<sup>34</sup> Au 01.10.N-1 pour les ELD qui clôturent leurs comptes au 30 septembre.

<sup>35</sup> Evaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité de gaz naturel en France », Frontier Economics - Novembre 2015.

« Evaluation du CMPC des activités régulées de GRDF pour la période de l'ATRD5 ». Frontier Economics - Novembre 2015.

« Audit des demandes de RTE sur le cadre de rémunération », Frontier Economics - Juillet 2016.

« Evaluation du CMPC des activités régulées de GRTgaz et TIGF pour la période de l'ATRT6 ». FTI-CL - Juillet 2016.

Cette valeur est cohérente avec le taux de rémunération des actifs retenu pour le tarif ATRD5 de GRDF (5,0 %, 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 ATRD5 de GRDF<sup>36</sup>.

Les estimations retenues par la CRE pour chacun des paramètres intervenant dans le calcul du CMPC utilisé dans les tarifs ATRD5 des ELD figurent dans le tableau ci-dessous :

Estimations des paramètres du CMPC	
Taux sans risque réel	1,6 %
Spread de la dette	0,6 %
Bêta de l'actif	0,40
Bêta des fonds propres	0,68
Prime de risque de marché	5,0 %
Taux d'endettement	50 %
Taux d'impôt sur les sociétés (IS)	30,30 %
Déductibilité fiscale des charges financières nettes	100 %
Coût de la dette (réel, avant IS)	2,2 %
Coût des fonds propres (réel, avant IS)	7,1 %
CMPC (réel, avant IS)	4,625 %

#### 2.1.6.4 Trajectoires prévisionnelles des charges de capital normatives

Les trajectoires de charges de capital prévisionnelles (y compris les charges de capital incitées dans le cadre du mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors-réseaux », mais hors projets de comptage évolué) sur la période 2018-2021 sont les suivantes :

CCN (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	27 806	27 708	27 702	27 919	27 784
Réseau GDS	21 870	22 760	23 303	23 633	22 892
GEG <sup>37</sup>	3 025	2 977	2 975	2 997	2 993
Vialis	4 963	5 080	5 086	5 080	5 052
Gedia	2 371	2 432	2 437	2 436	2 419
Caléo	1 496	1 565	1 621	1 683	1 591
Gaz de Barr	2 788	2 898	2 995	3 083	2 941
Veolia Eau	1 138	1 147	1 149	1 160	1 149
Sorégies	2 530	2 628	2 711	2 794	2 666

#### 2.1.6.5 Charges de capital « hors réseaux »

Comme présenté au paragraphe 1.3.1.2, la présente délibération introduit pour la période ATRD5 un mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux ».

Ce mécanisme incite les ELD à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier administratif, le mobilier et les véhicules.

<sup>36</sup> Délibération de la CRE du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

<sup>37</sup> L'activité de GRD de gaz naturel partage des actifs avec les autres activités de GEG. Les CCN liées à ces actifs communs sont couvertes dans les trajectoires de « Loyers, crédit-bail et charges locatives » incluses dans les charges nettes d'exploitation.

Les dépenses d'investissements prévisionnelles pour les catégories d'actifs concernées par ce mécanisme de régulation incitative sont les suivantes :

Dépenses d'investissements « hors réseaux » (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	20	21	21	21	21
Réseau GDS	757	1 401	211	161	632
GEG	0	0	0	0	0
Vialis	142	144	146	149	145
Gedia	23	23	23	24	23
Caléo	61	66	76	73	69
Gaz de Barr	31	57	63	59	52
Veolia Eau	7	7	7	8	7
Sorégies	0	0	0	0	0

Ces dépenses sont comprises dans les dépenses d'investissement présentées au paragraphe 2.1.6.1.

Les BAR résultantes pour les catégories d'actifs concernées par ce mécanisme de régulation incitative sont les suivantes :

BAR « hors réseaux » au 01.01.N <sup>38</sup> (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	675	660	645	631	653
Réseau GDS	8 530	8 576	9 214	8 639	8 740
GEG	128	102	77	56	91
Vialis	1 279	1 269	1 247	1 221	1 254
Gedia	266	233	203	174	219
Caléo	124	139	157	179	150
Gaz de Barr	389	384	399	410	396
Veolia Eau	197	193	188	184	191
Sorégies	0	0	0	0	0

Ces trajectoires de BAR sont comprises dans les trajectoires bases d'actifs régulées présentées au paragraphe 2.1.6.2.

Les charges de capital prévisionnelles pour les catégories d'actifs concernées par ce mécanisme de régulation incitative sont les suivantes :

Charges de capital « hors réseaux » (k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	76	76	76	76	76
Réseau GDS	1 237	1 326	1 357	1 305	1 306
GEG	33	31	25	18	27
Vialis	160	168	169	165	166
Gedia	72	67	65	60	66
Caléo	54	59	65	72	63
Gaz de Barr	60	68	78	87	73
Veolia Eau	23	24	24	24	24
Sorégies	0	0	0	0	0

<sup>38</sup> Au 01/10/N-1 pour les ELD qui clôturent leurs comptes au 30 septembre.

Ces trajectoires de charges de capital sont comprises dans les charges de capital présentées au paragraphe 2.1.6.4.

Le montant définitif des CCN « hors réseaux » prendra en compte les données définitives concernant la valeur de la BAR au 1<sup>er</sup> janvier 2018 (ou au 1<sup>er</sup> octobre 2017 pour les ELD qui clôturent au 30 septembre).

Les ELD étant incitées à la maîtrise de ces charges, les écarts entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées ne seront pas pris en compte à travers le mécanisme du CRCP sur la période ATRD5.

### 2.1.7 Projets de comptage évolué

Les sociétés Régaz-Bordeaux et GEG ont chacune soumis à la CRE un projet de comptage évolué en gaz naturel. La CRE a réalisé une étude technico-économique et a mené une consultation publique<sup>39</sup> afin de recueillir l'avis des acteurs de marché, d'une part, sur l'opportunité du lancement du déploiement des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG et, d'autre part, sur les modalités de mise en œuvre d'une régulation incitative de ces projets ainsi que leur traitement tarifaire.

Dans sa délibération n° 2017-251<sup>40</sup>, la CRE a proposé aux ministres chargés de l'énergie et de la consommation d'approuver le déploiement des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG.

Dans le cas d'une décision favorable des ministres concernant la mise en œuvre de ces projets, la CRE considère que les tarifs ATRD5 respectifs de Régaz-Bordeaux et de GEG 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 par les deux ELD du fait de leur mise en œuvre.

Afin de donner de la visibilité aux acteurs de marché, la CRE anticipe la prise en compte des coûts des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et de GEG dans le niveau initial de leur tarif ATRD5 respectif. Les niveaux des tarifs ATRD5 de Régaz-Bordeaux et de GEG sont ainsi définis en prenant en compte les trajectoires prévisionnelles de coûts et d'économies associées à ces projets.

Les coûts des projets de comptage évolué ne seront pris en compte qu'en cas de décision favorable des ministres sur le déploiement des systèmes de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG. Ainsi, en cas de décision défavorable des ministres ou d'un décalage du lancement de ces projets, le mécanisme de CRCP reprendra l'excédent tarifaire perçu par les deux ELD.

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.

L'estimation des charges additionnelles liées aux projets de comptage évolué pour Régaz-Bordeaux et GEG est présentée ci-après.

#### 2.1.7.1 Estimation des charges nettes d'exploitation

Les charges d'exploitation additionnelles comprennent principalement des coûts de maintenance, de supervision des SI et des coûts de pilotage (et, pour Régaz-Bordeaux, du loyer versé pour l'utilisation du réseau de télécommunication de la métropole).

Les charges d'exploitation évitées proviennent essentiellement des opérations de relève évitées.

Pour la période ATRD5, les charges d'exploitation supplémentaires et évitées liées aux projets de comptage évolué sont les suivantes :

Estimation des charges nettes d'exploitation (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	610	550	461	369	369
<i>dont charges supplémentaires</i>	635	692	723	756	756
<i>dont charges évitées</i>	-25	-142	-262	-387	-387
GEG	175	227	219	168	168
<i>dont charges supplémentaires</i>	177	246	298	315	315
<i>dont charges évitées</i>	-2	-19	-79	-146	-146

<sup>39</sup> Consultation publique n° 2017-010 du 20 juillet 2017 relative aux projets de déploiement des compteurs évolués de gaz naturel des gestionnaires de réseaux de distribution Régaz-Bordeaux et GEG.

<sup>40</sup> Délibération de la CRE n° 2017-251 du 9 novembre 2017 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel des gestionnaires de réseaux de distribution Régaz-Bordeaux et GEG.

**2.1.7.2 Estimation des charges de capital**

Les charges de capital prévisionnelles prises en compte dans les tarifs ATRD5 comprennent :

- les charges de capital liées aux actifs « hors comptage évolué » qui tiennent compte des investissements évités ;
- les charges de capital des actifs liés au projet de comptage évolué dont une partie bénéficie d'une prime de rémunération incitative conformément aux orientations présentées pour le cadre de régulation dans la délibération n° 2017-250 ;
- la couverture des coûts échoués liés au remplacement anticipé de compteurs « anciens modèles » par des compteurs évolués.

Les tableaux ci-dessous présentent les trajectoires prévisionnelles de dépenses d'investissements, de BAR et de charges de capital normatives des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG sur la période ATRD5.

Les charges de capital sont calculées avec le taux de rémunération retenu pour établir les tarifs ATRD5 des ELD.

Estimation des dépenses d'investissement (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
<b>Régaz-Bordeaux</b>					
Dépenses d'investissements comptage évolué	1 474	3 735	3 736	3 723	3 167
Dépenses d'investissement évitées	967	981	996	1 013	989
<b>GEG</b>					
Dépenses d'investissements comptage évolué	512	746	1 171	1 229	915
Dépenses d'investissement évitées	179	181	184	187	183

Estimation de la BAR au 01.01.N (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
<b>Régaz-Bordeaux</b>					
BAR des actifs du projet de comptage évolué	849	2 208	5 714	9 063	4 459
<b>GEG</b>					
BAR des actifs du projet de comptage évolué	339	811	1 477	2 528	1 289

Estimation des CCN (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
<b>Régaz-Bordeaux</b>					
CCN comptage évolué	217	531	982	1 426	789
Couverture des coûts échoués	0	790	711	634	534
CCN évitées	-163	-388	-609	-828	-497
<b>GEG</b>					
CCN comptage évolué	79	160	277	416	233
Couverture des coûts échoués	0	19	218	177	104
CCN évitées	-33	-57	-108	-154	-88

### 2.1.7.3 Estimation du revenu autorisé lié au projet de comptage évolué

Par rapport au scénario dans lequel un système de comptage évolué ne serait pas mis en place, l'estimation des revenus autorisés additionnels du fait du déploiement des compteurs évolués pris en compte dans le niveau initial des tarifs ATRD5 de Régaz-Bordeaux et de GEG sont respectivement les suivants :

Estimation des revenus autorisés additionnels liés aux projets de comptage évolué (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
<b>Régaz-Bordeaux</b>	<b>664</b>	<b>1 483</b>	<b>1 545</b>	<b>1 601</b>	<b>1 323</b>
<i>dont CCN supplémentaires</i>	217	1 321	1 693	2 060	1 323
<i>dont CCN évitées</i>	-163	-388	-609	-828	-497
<i>dont charges d'exploitation supplémentaires</i>	635	692	723	756	702
<i>dont charges d'exploitation évitées</i>	-25	-142	-262	-387	-204
<b>GEG</b>	<b>221</b>	<b>349</b>	<b>606</b>	<b>608</b>	<b>446</b>
<i>dont CCN supplémentaires</i>	79	179	495	593	337
<i>dont CCN évitées</i>	-33	-57	-108	-154	-88
<i>dont charges d'exploitation supplémentaires</i>	177	246	298	315	259
<i>dont charges d'exploitation évitées</i>	-2	-19	-79	-146	-62

La prise en compte des charges liées aux projets de comptage évolué aboutit à une augmentation du niveau du tarif de + 2,76 % pour Régaz-Bordeaux et + 4,52 % pour GEG au 1<sup>er</sup> juillet 2018.

### 2.1.8 Prise en compte du solde du CRCP des tarifs ATRD4

Le solde du CRCP des ELD au titre des tarifs ATRD4 intègre les éléments suivants :

- le solde du CRCP de l'année 2016 non apuré au 31 décembre 2017 (30 septembre 2017 pour les ELD clôturant leurs comptes sur la base d'une année gazière du 1<sup>er</sup> octobre au 30 septembre<sup>41</sup>) ;
- le solde du CRCP de l'année 2017, prenant en compte pour les ELD clôturant leurs comptes au 30 septembre le retraitement du 4<sup>ème</sup> trimestre ;
- l'apurement prévisionnel du CRCP 2017 dû au maintien des tarifs ATRD4 des ELD au-delà du 30 juin 2017 défini dans la délibération de la CRE n°2017-127 du 15 juin 2017<sup>42</sup>, prenant en compte pour les ELD clôturant leurs comptes au 30 septembre le retraitement du 4<sup>ème</sup> trimestre.

Le montant du solde du CRCP au titre de l'année 2017 pris en compte par la présente décision tarifaire est un montant provisoire. Le montant définitif sera pris en compte lors de l'évolution des grilles tarifaires au 1<sup>er</sup> juillet 2019.

Pour les ELD clôturant leurs comptes au 30 septembre, le calcul du solde définitif du CRCP de l'année 2017 est modifié par rapport aux dispositions prévues par les tarifs ATRD4, afin d'éviter un double compte. Dans la mesure où les recettes réelles seront prises en compte par le CRCP des tarifs ATRD5 à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2017, le calcul du solde définitif du CRCP de l'année 2017, pour les postes relatifs aux revenus et aux pénalités, se limitera aux neuf premiers mois de l'année.

<sup>41</sup> Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Gaz de Barr.

<sup>42</sup> Délibération de CRE n°2017-127 du 15 juin 2017 portant décision sur des valeurs de référence relatives à la mise en œuvre des tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution sur l'année 2017.

Les soldes du CRCP au titre des tarifs ATRD4 à prendre en compte dans le calcul du revenu autorisé et leur décomposition sont les suivants (un montant positif vient augmenter le revenu autorisé, un montant négatif vient diminuer le revenu autorisé) :

(en k€ courants)	Solde total du CRCP ATRD4	dont solde du CRCP 2016 non apuré au 31 décembre 2017 (*30 septembre 2017)	dont solde provisoire du CRCP 2017	dont apurement prévisionnel du CRCP 2017
Régaz-Bordeaux*	1 269	1 812	- 307	- 237
Réseau GDS*	2 272	5 161	- 1 707	- 1 182
GEG	- 15	- 60	- 257	302
Vialis	2 375	1 831	657	- 113
Gedia	172	- 39	541	- 329
Caléo	21	200	37	- 216
Gaz de Barr*	- 245	- 145	- 118	19
Veolia Eau	- 89	- 30	- 52	- 7
Sorégies	98	290	170	- 361

Ces soldes du CRCP de la période tarifaire ATRD4 seront apurés sur une période de quatre ans, avec des annuités constantes et un taux d'intérêt égal à 2,7 %, s'appliquant annuellement.

Cet apurement se traduit par les annuités suivantes à couvrir par les tarifs ATRD5 :

(en k€ courants)	Apurement du solde total du CRCP des tarifs ATRD4 (annuités)
Régaz-Bordeaux	340
Réseau GDS	609
GEG	- 4
Vialis	644
Gedia	47
Caléo	6
Gaz de Barr	- 66
Veolia Eau	- 24
Sorégies	27

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

### 2.1.9 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2018-2021

Le revenu autorisé prévisionnel sur la période tarifaire 2018-2021 est égal à la somme des charges nettes d'exploitation (incluant les charges nettes d'exploitation incitées, les pertes et différences diverses et les recettes extratarifaires non incitées), des charges de capital normatives, de l'apurement du solde du CRCP du tarif ATRD4, des charges relatives aux impayés, du montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux et du montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur. Il inclut un montant nul au titre des charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique comme expliqué au paragraphe 2.1.4.

Pour Régaz-Bordeaux et GEG, le revenu autorisé prévisionnel comprend également les charges prévisionnelles relatives à leurs projets de compteur évolué.

Le revenu autorisé prévisionnel sur la période 2018-2021 se décompose de la façon suivante :

**Régaz-Bordeaux :**

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation	30 661	31 318	30 980	31 830	31 197
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux	845	845	845	845	845
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	0	0	0	0	0
Impayés sur la part acheminement (hors projet de comptage)	537	542	539	548	541
Impayés sur la part acheminement (avec projet de comptage)	543	555	553	563	553
Charges de capital normatives (CCN)	27 806	27 708	27 702	27 919	27 784
Charges relatives au projet de comptage	664	1 483	1 545	1 601	1 323
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	340	340	340	340	340
<b>Revenu autorisé retenu Régaz- Bordeaux (hors projet de comptage)</b>	<b>60 189</b>	<b>60 753</b>	<b>60 406</b>	<b>61 483</b>	<b>60 707</b>
<b>Revenu autorisé retenu Régaz-Bordeaux</b>	<b>60 859</b>	<b>62 249</b>	<b>61 965</b>	<b>63 098</b>	<b>62 043</b>

**Réseau GDS :**

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation	19 807	20 021	20 863	21 290	20 495
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux	857	857	857	857	857
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	0	0	0	0	0
Impayés sur la part acheminement	259	265	274	278	269
Charges de capital normatives (CCN)	21 870	22 760	23 303	23 633	22 892
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	609	609	609	609	609
<b>Revenu autorisé retenu Réseau GDS</b>	<b>43 402</b>	<b>44 512</b>	<b>45 906</b>	<b>46 667</b>	<b>45 122</b>

**GEG :**

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation	7 280	7 411	7 451	7 531	7 418
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux	39	39	39	39	39
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	0	0	0	0	0
Impayés sur la part acheminement (hors projet de comptage)	93	94	94	95	94

Impayés sur la part acheminement (avec projet de comptage)	95	97	100	101	98
Charges de capital normatives (CCN)	3 025	2 977	2 975	2 997	2 993
Charges relatives au projet de comptage	221	349	606	608	446
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	-4	-4	-4	-4	-4
<b>Revenu autorisé retenu GEG (hors projet de comptage)</b>	<b>10 432</b>	<b>10 516</b>	<b>10 555</b>	<b>10 658</b>	<b>10 540</b>
<b>Revenu autorisé retenu GEG</b>	<b>10 655</b>	<b>10 868</b>	<b>11 166</b>	<b>11 271</b>	<b>10 990</b>

**Vialis :**

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation	4 369	4 450	4 459	4 566	4 461
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux	205	205	205	205	205
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	0	0	0	0	0
Impayés sur la part acheminement	31	31	31	31	31
Charges de capital normatives (CCN)	4 963	5 080	5 086	5 080	5 052
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	644	644	644	644	644
<b>Revenu autorisé retenu Vialis</b>	<b>10 211</b>	<b>10 410</b>	<b>10 425</b>	<b>10 526</b>	<b>10 393</b>

**Gedia :**

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation	2 719	2 799	2 738	2 973	2 807
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux	76	76	76	76	76
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	61	61	61	61	61
Impayés sur la part acheminement	47	49	48	50	49
Charges de capital normatives (CCN)	2 371	2 432	2 437	2 436	2 419
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	47	47	47	47	47
<b>Revenu autorisé retenu Gedia</b>	<b>5 322</b>	<b>5 464</b>	<b>5 408</b>	<b>5 643</b>	<b>5 459</b>

**Caléo :**

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation	1 310	1 306	1 358	1 373	1 337
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux	41	41	41	41	41

Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	48	48	48	48	48
Impayés sur la part acheminement	26	27	28	28	27
Charges de capital normatives (CCN)	1 496	1 565	1 621	1 683	1 591
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	6	6	6	6	6
<b>Revenu autorisé retenu Caléo</b>	<b>2 927</b>	<b>2 993</b>	<b>3 102</b>	<b>3 180</b>	<b>3 050</b>

**Gaz de Barr :**

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation	2 605	2 628	2 670	2 732	2 659
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux	68	68	68	68	68
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	55	55	55	55	55
Impayés sur la part acheminement	22	22	23	24	23
Charges de capital normatives (CCN)	2 788	2 898	2 995	3 083	2 941
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	-66	-66	-66	-66	-66
<b>Revenu autorisé retenu Gaz de Barr</b>	<b>5 472</b>	<b>5 606</b>	<b>5 745</b>	<b>5 897</b>	<b>5 680</b>

**Veolia Eau :**

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation	1 795	1 795	1 773	1 789	1 788
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux	42	42	42	42	42
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	36	36	36	36	36
Impayés sur la part acheminement	27	27	27	27	27
Charges de capital normatives (CCN)	1 138	1 147	1 149	1 160	1 149
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	-24	-24	-24	-24	-24
<b>Revenu autorisé retenu Veolia Eau</b>	<b>3 014</b>	<b>3 023</b>	<b>3 003</b>	<b>3 030</b>	<b>3 017</b>

**Sorégies :**

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation	401	483	570	585	510
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux	46	46	46	46	46

Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	0	0	0	0	0
Impayés sur la part acheminement	27	29	30	31	29
Charges de capital normatives (CCN)	2 530	2 628	2 711	2 794	2 666
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	27	27	27	27	27
<b>Revenu autorisé retenu Sorégies</b>	<b>3 030</b>	<b>3 212</b>	<b>3 383</b>	<b>3 482</b>	<b>3 277</b>

## 2.2 Hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis

Les tarifs unitaires dépendent des quantités de gaz distribuées et du nombre de consommateurs finals raccordés aux réseaux de distribution.

### 2.2.1 Evolutions constatées sur la période couverte par les tarifs ATRD4

Le bilan du nombre de consommateurs desservis est le suivant :

Nombre de consommateurs desservis (PDL)		2013	2014	2015	2016
Régaz-Bordeaux	Pris en compte par le tarif ATRD4	208 904	208 814	208 624	208 534
	Réellement desservis	209 246	211 023	212 953	215 410
	Ecart ( % )	0,2 %	1,1 %	2,1 %	3,3 %
Réseau GDS	Pris en compte par le tarif ATRD4	109 921	109 919	109 918	109 918
	Réellement desservis	108 691	108 722	107 440	106 245
	Ecart ( % )	-1,1 %	-1,1 %	-2,3 %	-3,3 %
GEG	Pris en compte par le tarif ATRD4	42 181	40 967	39 808	38 701
	Réellement desservis	42 815	41 878	41 720	41 168
	Ecart ( % )	1,5 %	2,2 %	4,8 %	6,4 %
Vialis	Pris en compte par le tarif ATRD4	31 229	31 432	31 635	31 838
	Réellement desservis	30 697	30 669	30 489	30 686
	Ecart	-1,7 %	-2,4 %	-3,6 %	-3,6 %
Gedia	Pris en compte par le tarif ATRD4	13 185	13 178	13 172	13 168
	Réellement desservis	13 364	13 362	13 263	13 386
	Ecart	1,4 %	1,4 %	0,7 %	1,7 %
Caléo	Pris en compte par le tarif ATRD4	11 737	11 804	11 871	11 938
	Réellement desservis	10 230	10 232	10 234	10 406
	Ecart	-12,8 %	-13,3 %	-13,8 %	-12,8 %
Gaz de Barr	Pris en compte par le tarif ATRD4	11 284	11 392	11 501	11 611
	Réellement desservis	11 295	11 495	11 659	11 806
	Ecart	0,1 %	0,9 %	1,4 %	1,7 %
Veolia Eau	Pris en compte par le tarif ATRD4	7 657	7 664	7 674	7 685
	Réellement desservis	7 803	7 824	7 858	7 866
	Ecart	1,9 %	2,1 %	2,4 %	2,4 %
Sorégies	Pris en compte par le tarif ATRD4	5 931	6 200	6 325	6 493
	Réellement desservis	6 193	6 435	6 818	7 136
	Ecart	4,4 %	3,8 %	7,8 %	9,9 %

Le bilan des quantités de gaz acheminées est le suivant :

Quantités de gaz acheminées <u>corrigées du climat</u> (GWh)		2013	2014	2015	2016 (estimé)
Régaz-Bordeaux	Prévues par le tarif ATRD4	4 451	4 420	4 390	4 359
	Réellement acheminées	4 288	4 348	4 291	4 235
	Ecart ( %)	-4 %	-2 %	-2 %	-3 %
Réseau GDS	Prévues par le tarif ATRD4	4 732	4 569	4 348	4 292
	Réellement acheminées	4 782	4 615	4 800	4 856
	Ecart ( %)	1 %	1 %	10 %	13 %
GEG	Prévues par le tarif ATRD4	805	791	784	773
	Réellement acheminées	753	580	610	603
	Ecart ( %)	-6 %	-27 %	-22 %	-22 %
Vialis	Prévues par le tarif ATRD4	879	887	893	898
	Réellement acheminées	844	835	833	898
	Ecart	-4 %	-6 %	-7 %	0 %
Gedia	Prévues par le tarif ATRD4	414	412	411	410
	Réellement acheminées	420	417	396	396
	Ecart	2 %	1 %	-4 %	-3 %
Caléo	Prévues par le tarif ATRD4	358	360	351	343
	Réellement acheminées	302	314	314	300
	Ecart	-16 %	-13 %	-11 %	-13 %
Gaz de Barr	Prévues par le tarif ATRD4	514	518	521	514
	Réellement acheminées	539	526	531	522
	Ecart	5 %	2 %	2 %	2 %
Veolia Eau	Prévues par le tarif ATRD4	253	241	237	234
	Réellement acheminées	287	271	258	271
	Ecart	14 %	12 %	9 %	16 %
Sorégies	Prévues par le tarif ATRD4	174	180	186	190
	Réellement acheminées	190	149	172	182
	Ecart	9 %	-17 %	-8 %	-4 %

Les quantités de gaz acheminées globales présentées dans ce tableau incluent les quantités livrées aux consommateurs bénéficiant de l'option tarifaire TP, qui ne donnent pas lieu à des recettes d'acheminement car cette option tarifaire ne comprend pas de terme proportionnel aux quantités de gaz acheminées.

Les écarts du nombre de consommateurs desservis et des quantités de gaz distribuées par rapport aux hypothèses prises en compte pour établir les tarifs ATRD4 diffèrent fortement entre les ELD.

Concernant le nombre de consommateurs desservis, le réalisé a été supérieur aux prévisions pour six ELD (Régaz-Bordeaux, GEG, Gedia, Gaz de Barr, Veolia Eau, Sorégies), avec pour conséquence un gain pour ces ELD. Ce gain résulte du cadre de régulation incitatif des tarifs ATRD4, les écarts sur les recettes liées aux abonnements, souscriptions de capacité et terme proportionnel à la distance n'étant pas au CRCP. Pour Caléo, la prévision incluait des consommateurs inactifs, ne payant pas d'abonnement, ce qui explique la forte surestimation par rapport au nombre de consommateurs réellement desservis.

### 2.2.2 Trajectoires retenues pour les tarifs ATRD5

Les ELD estiment que le nombre de consommateurs desservis baisserait significativement sur la période 2018-2021 faute d'effort de développement, du fait notamment de la concurrence d'autres énergies telles que les réseaux de chauffage urbain. Par ailleurs, les efforts d'efficacité énergétique des consommateurs, et notamment la rénovation des bâtiments, devrait entraîner, selon les ELD, une baisse des quantités unitaires acheminées.

Les hypothèses du nombre de consommateurs desservis retenues pour établir les tarifs incluent des objectifs de développement, un montant prévisionnel au titre de ces objectifs étant couvert dans le revenu autorisé (voir paragraphe 2.1.5). Les tarifs ATRD5 prévoient donc une stabilité voire une légère hausse du nombre de consommateurs sur 2018-2021, sauf pour Réseau GDS et GEG. Les tarifs de ces deux ELD prévoient une baisse malgré les efforts de développement, compte-tenu du bilan de la période ATRD4 ainsi que des spécificités de leurs zones de desserte.

Nombre de consommateurs desservis (PDL)	Evolution annuelle moyenne constatée sur 2013-2016	Evolution annuelle moyenne prévue sur 2016-2018	Evolution annuelle moyenne prévue sur 2018-2021	Hypothèse retenue pour 2018	Hypothèse retenue pour 2019	Hypothèse retenue pour 2020	Hypothèse retenue pour 2021
Régaz-Bordeaux	1,0 %	0,4 %	0,1 %	217 319	217 779	217 938	218 098
Réseau GDS	-0,8 %	-0,7 %	-0,8 %	104 756	103 894	103 031	102 169
GEG	-1,3 %	-2,2 %	-2,2 %	39 548	38 810	38 096	37 402
Vialis	-1,3 %	-2,0 %	-1,8 %	30 595	30 698	30 801	30 904
Gedia	0,0 %	-0,1 %	0,3 %	13 251	13 251	13 251	13 253
Caléo	0,1 %	-0,5 %	0,0 %	10 354	10 394	10 434	10 474
Gaz de Barr	1,5 %	0,9 %	0,9 %	12 025	12 137	12 252	12 370
Veolia Eau	1,5 %	0,9 %	0,9 %	7 872	7 878	7 882	7 886
Sorégies	0,3 %	0,0 %	0,1 %	7 672	7 969	8 175	8 364

Quantités de gaz acheminées (GWh)	Evolution annuelle moyenne corrigée du climat constatée sur 2013-2016	Evolution annuelle moyenne prévue sur 2016-2018	Evolution annuelle moyenne prévue sur 2018-2021	Hypothèse retenue pour 2018	Hypothèse retenue pour 2019	Hypothèse retenue pour 2020	Hypothèse retenue pour 2021
Régaz-Bordeaux	-0,4 %	-1,1 %	-1,1 %	4 144	4 097	4 051	4 004
Réseau GDS	0,5 %	-3,3 %	-3,4 %	4 541	4 209	4 150	4 092
GEG	-7,1 %	0,8 %	1,8 %	613	624	636	647
Vialis	2,1 %	-4,4 %	0,5 %	821	825	830	834
Gedia	-1,9 %	-0,6 %	-0,5 %	391	389	387	386
Caléo	-0,2 %	0,2 %	0,2 %	301	302	302	303
Gaz de Barr	-0,7 %	-0,5 %	-0,5 %	523	516	514	515
Veolia Eau	-1,9 %	1,7 %	0,6 %	280	291	288	285
Sorégies	-1,5 %	4,4 %	3,1 %	198	210	215	217

## 2.3 Trajectoire d'évolution des tarifs ATRD5 des ELD

### 2.3.1 ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique

Pour chaque ELD, l'évolution du tarif au 1<sup>er</sup> juillet 2018 par rapport au tarif actuellement en vigueur est la suivante :

ELD	Evolution du tarif au 1 <sup>er</sup> juillet 2018
Régaz-Bordeaux	1,01 % (-1,75 % hors projet de comptage)
Réseau GDS	- 11,96 %
GEG	-4,43 % (-8,94 % hors projet de comptage)
Vialis	5,13 %
Gedia	0,70 %
Caléo	-14,18 %
Gaz de Barr	- 4,26 %
Veolia Eau	2,30 %
Sorégies	-16,69 %

Ces évolutions au 1<sup>er</sup> juillet 2018 prennent en compte les projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG.

Le niveau des tarifs évolue ensuite au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année, en appliquant une évolution en niveau (à l'exception du coefficient Rf, voir paragraphe 1.4.3) du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC - X + k$$

Avec :

- Z : variation du niveau du tarif au 1<sup>er</sup> juillet, exprimée en pourcentage ;
- IPC : variation annuelle moyenne constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, telle que calculée par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852) ;
- X : facteur d'évolution annuel du niveau du tarif, en pourcentage. Il est nul pour les tarifs ATRD5 des ELD ;
- k : évolution du niveau du tarif, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP. Le terme k ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse de plus de 2 % du niveau du tarif en vigueur. L'évolution annuelle des niveaux des tarifs des ELD sera donc comprise entre (IPC - 2 %) et (IPC + 2 %).

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles correspondantes sont les suivantes :

	2018	2019	2020	2021
Inflation prévisionnelle entre l'année N-2 et l'année N-1 (valeur prévisionnelle de l'IPC)	1,26 %	1,40 %	1,51 %	1,71 %
Facteur d'évolution annuel X		0,00 %	0,00 %	0,00 %
Evolution prévisionnelle au 1 <sup>er</sup> juillet de l'année N (hors apurement du solde du CRCP, soit k = 0,0 %)		1,40 %	1,51 %	1,71 %

Pour chaque ELD, l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2018, ainsi que les évolutions annuelles du tarif sur les années 2019 à 2021, sont déterminées de façon à ce que les recettes prévisionnelles totales résultant de l'application de la grille tarifaire ATRD5 aux hypothèses de quantités distribuées et de nombre de consommateurs desservis soient égales, en valeur actualisée de 2018 à 2021, au revenu autorisé prévisionnel total sur la période.

Pour Régaz-Bordeaux et GEG, les estimations de revenu autorisé liées aux projets de comptage évolué sont prises en compte dans le revenu autorisé prévisionnel.

Le taux d'actualisation utilisé est 2,7 %, correspondant au taux sans risque nominal (voir paragraphe 2.1.6.3).

Compte tenu de l'équilibre pluriannuel entre recettes et revenu autorisé sur la période 2018-2021 et des évolutions annuelles de la grille tarifaire, des écarts annuels entre les recettes et le revenu autorisé existent. La somme actualisée de ces écarts annuels sur la période 2018-2021 est, par construction, égale à 0.

Ainsi, le revenu autorisé prévisionnel et les recettes prévisionnelles (hors charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique) de chaque ELD sont les suivants au cours de la période 2018-2021 :

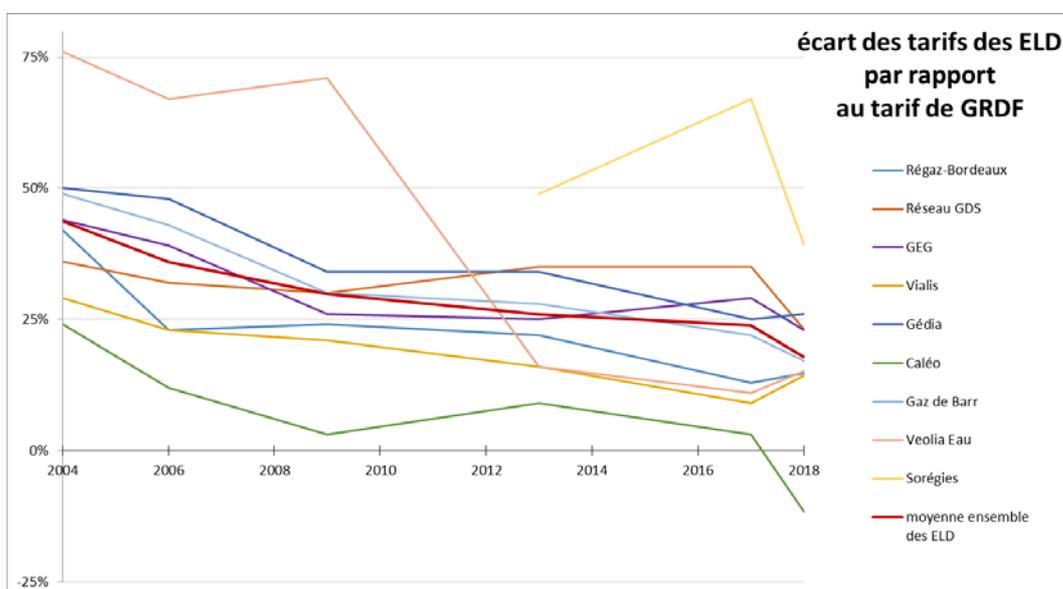
En k€ courants		2018	2019	2020	2021	Valeur actualisée nette
Régaz-Bordeaux	Revenu autorisé prévisionnel (y compris projet de comptage évolué)	60 859	62 249	61 965	63 098	238 472
	Recettes tarifaires prévisionnelles	61 657	61 816	62 126	62 524	238 472
	Ecarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	799	-433	161	-574	0
Réseau GDS	Revenu autorisé prévisionnel	43 402	44 512	45 906	46 667	173 351
	Recettes tarifaires prévisionnelles	49 580	43 403	43 485	43 632	173 351
	Ecarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	6 178	-1 110	-2 420	-3 036	0
GEG	Revenu autorisé prévisionnel (y compris projet de comptage évolué)	10 655	10 868	11 166	11 271	42 230
	Recettes tarifaires prévisionnelles	11 006	10 812	10 973	11 149	42 230
	Ecarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	350	- 57	- 193	-122	0
Vialis	Revenu autorisé prévisionnel	10 211	10 410	10 425	10 526	39 949
	Recettes tarifaires prévisionnelles	9 947	10 340	10 543	10 764	39 949
	Ecarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	-264	- 70	119	238	0
Gedia	Revenu autorisé prévisionnel	5 322	5 464	5 408	5 643	20 979
	Recettes tarifaires prévisionnelles	5 381	5 419	5 479	5 553	20 979
	Ecarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	59	-45	71	-90	0
Caléo	Revenu autorisé prévisionnel	2 927	2 993	3 102	3 180	11 718
	Recettes tarifaires prévisionnelles	3 184	2 950	2 999	3 052	11 718
	Ecarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	257	-43	-103	-128	0
Gaz de Barr	Revenu autorisé prévisionnel	5 472	5 606	5 745	5 897	21 821
	Recettes tarifaires prévisionnelles	5 764	5 556	5 638	5 742	21 821
	Ecarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	293	-50	-107	-155	0
Veolia Eau	Revenu autorisé prévisionnel	3 014	3 023	3 003	3 030	11 602
	Recettes tarifaires prévisionnelles	2 969	3 015	3 033	3 055	11 602
	Ecarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	-45	-8	30	25	0
Sorégies	Revenu autorisé prévisionnel	3 030	3 212	3 383	3 482	12 580
	Recettes tarifaires prévisionnelles	3 335	3 128	3 261	3 366	12 580
	Ecarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	305	-84	-122	-116	0

L'écart résultant entre le niveau des tarifs ATRD5 des ELD au 1<sup>er</sup> juillet 2018 et le tarif de GRDF au 30 juin 2018 est le suivant :

ELD	Ecart de niveau du tarif au 1 <sup>er</sup> juillet 2018
Régaz-Bordeaux	14,81 % (11,68 % hors projet de comptage)
Réseau GDS	23,04 %
GEG	22,94 % (17,13 % hors projet de comptage)
Vialis	14,36 %
Gedia	25,96 %
Caléo	-11,69 %
Gaz de Barr	17,03 %
Veolia Eau	15,20 %
Sorégies	39,20 %
Moyenne arithmétique des 9 ELD	17,87 %

Ces niveaux s'inscrivent dans la poursuite d'une tendance de long terme qui voit l'écart entre le niveau des tarifs des ELD et celui de GRDF se réduire :

Ecart avec le tarif de GRDF						
	ATRD1 (1 <sup>er</sup> juil. 2004)	ATRD2 (1 <sup>er</sup> janv. 2006)	ATRD3 ELD (1 <sup>er</sup> juil. 2009)	ATRD4 ELD (1 <sup>er</sup> juil. 2013)	ATRD4 ELD (1 <sup>er</sup> juil. 2017)	ATRD5 ELD (1 <sup>er</sup> juil. 2018)
Régaz-Bordeaux	42 %	23 %	24 %	22 %	12 %	15 %
Réseau GDS	36 %	32 %	30 %	35 %	35 %	23 %
GEG	44 %	39 %	26 %	25 %	28 %	23 %
Vialis	29 %	23 %	21 %	16 %	9 %	14 %
Gedia	50 %	48 %	34 %	34 %	25 %	26 %
Caléo	24 %	12 %	3 %	9 %	3 %	-12 %
Gaz de Barr	49 %	43 %	30 %	28 %	22 %	17 %
Veolia Eau	76 %	67 %	71 %	16 %	13 %	15 %
Sorégies	-	-	-	49 %	67 %	39 %
Moyenne des ELD	44 %	36 %	30 %	26 %	24 %	18 %



**2.3.2 ELD disposant du tarif ATRD commun**

L'écart moyen entre la grille tarifaire du tarif ATRD4 commun des ELD n'ayant pas présenté de compte dissocié, en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2017, et la grille tarifaire de GRDF en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2017, hors option tarifaire TP, est de 1,21.

Le niveau du tarif ATRD5 commun des ELD n'ayant pas présenté de comptes dissociés, au 1<sup>er</sup> juillet 2018, est égal à la moyenne du niveau des tarifs des 9 ELD disposant d'un tarif spécifique selon la nouvelle méthode de calcul introduite par la présente délibération (voir paragraphe 1.3.8). Ce niveau est supérieur de 17,87 % au tarif de GRDF en vigueur au 30 juin 2018.

L'évolution du tarif ATRD commun au 1<sup>er</sup> juillet 2018 est donc de -2,85 %. Le tarif ATRD commun évoluera ensuite au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année *N* pour demeurer égal à la moyenne des niveaux des tarifs des 9 ELD disposant actuellement d'un tarif spécifique au 1<sup>er</sup> juillet *N*.

### **3. TARIFS PÉRÉQUÉS D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION**

#### **3.1 Règles tarifaires**

Les règles tarifaires prévues pour l'application du tarif ATRD péréqué de GRDF, s'appliquent également aux tarifs ATRD péréqués des ELD. Ces règles sont actuellement définies dans la délibération de la CRE du 10 mars 2016<sup>43</sup> modifiée par la délibération n° 2017-238 du 26 octobre 2017<sup>44</sup> et portent sur les points suivants :

- définitions (partie III.A.1.) ;
- facturation par point de livraison (partie III.A.2.) ;
- prestations couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (partie III.A.3.) ;
- mode de relève d'un point de livraison (partie III.A.5.) ;
- souscriptions mensuelles ou quotidiennes de capacité journalière (partie III.A.6.) ;
- modification du niveau de souscription annuelle pour un point de livraison (partie III.A.7.) ;
- pénalités pour dépassement de capacité journalière souscrite (partie III.A.8.) ;
- regroupement de points de livraison (partie III.A.9.) ;
- alimentation d'un point de livraison par plusieurs fournisseurs (partie III.A.10.) ;
- traitement tarifaire des GRD de rang n+1 (partie III.A.11.).

##### **3.1.1 Durée des tarifs**

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des ELD, font l'objet d'une péréquation à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire de réseaux de distribution, à l'exception des nouveaux réseaux publics de distribution mentionnés à l'article L.432-6 du code de l'énergie.

Les tarifs définis dans cette délibération sont conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2018, avec un ajustement mécanique au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année.

##### **3.1.2 Structure tarifaire**

###### **3.1.2.1 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 trinôme, comprenant un abonnement, un terme proportionnel 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

<sup>43</sup> Délibération de la CRE du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

<sup>44</sup> Délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017 portant modification des délibérations de la CRE du 25 avril 2013, du 22 mai 2014 et du 10 mars 2016 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel.

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 km<sup>2</sup> ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre 400 habitants par km<sup>2</sup> et 4 000 habitants par km<sup>2</sup> ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km<sup>2</sup>.

Pour chacune des options tarifaires, l'abonnement comprend :

- un coefficient « R<sub>f</sub> » 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<sub>f</sub> ».

### 3.1.2.2 Détermination des termes tarifaires applicables à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2018

Chaque année *N* à partir de 2018, Les termes tarifaires applicables du 1<sup>er</sup> juillet *N* au 30 juin *N+1*, à l'exception du coefficient R<sub>f</sub>, sont égaux aux termes tarifaires d'une grille de référence (voir paragraphe 3.1.2.3) à laquelle s'applique un coefficient de niveau « NIV » unique pour chaque ELD (voir paragraphe 3.2).

Parmi les termes tarifaires ainsi obtenus, les termes annuels d'abonnements hors R<sub>f</sub>, les termes proportionnels à la capacité journalière souscrite et les termes proportionnels à la distance sont arrondis afin d'être divisibles par 12 au centime près. Ces termes annuels peuvent ainsi être fractionnés mensuellement au centime près.

Le coefficient R<sub>f</sub> est égal au coefficient R<sub>f</sub> applicable au tarif ATRD de GRDF en vigueur à la même date.

La grille tarifaire résultante est publiée par la CRE avant le 1<sup>er</sup> juillet de chaque année au *Journal officiel de la République française* et transmise aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

### 3.1.2.3 Grilles de référence pour les termes tarifaires hors coefficient R<sub>f</sub>

#### 3.1.2.3.1 Règle générale : grille de GRDF en vigueur

La grille de référence pour les tarifs péréqués de GEG, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau, Sorégies et des ELD au tarif commun à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2018 ainsi que de Régaz-Bordeaux et de Réseau GDS à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2021, est la grille tarifaire de GRDF en vigueur à ces dates, sauf pour l'option « tarif de proximité » de Réseau GDS et de Veolia Eau.

#### 3.1.2.3.2 Exceptions : grille de référence initiale indexée sur les évolutions en niveau du tarif ATRD péréqué de GRDF

Les grilles de référence pour les cas particuliers (grille de Régaz-Bordeaux et Réseau GDS, option TP de Réseau GDS et Veolia Eau) sont égales à une grille de référence initiale indexée sur les évolutions en niveau de la grille ATRD péréqué de GRDF. Les grilles de référence initiales des différents cas particuliers sont définies ci-dessous.

#### Grilles de référence initiales de Régaz-Bordeaux et Réseau GDS hors TP du 1<sup>er</sup> juillet 2018 au 30 juin 2021

Les grilles tarifaires de référence des options tarifaires de Régaz-Bordeaux et Réseau GDS, hors option « tarif de proximité » TP de Réseau GDS, du 1<sup>er</sup> juillet 2018 au 30 juin 2021, sont les suivantes :

- Grille de référence initiale du 1<sup>er</sup> juillet 2018 au 30 juin 2019 :

Options tarifaires principales :

Option tarifaire	Abonnement annuel hors R <sub>f</sub> en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j
T1	33,27	30,38	
T2	148,97	7,09	
T3	621,20	5,19	
T4	13 076,81	0,80	202,84

Option « tarif de proximité » (TP) (uniquement pour Régaz-Bordeaux) :

Option tarifaire	Abonnement annuel Hors Rf (en €)	Terme de souscription an- nuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre)
TP	28 146,98	69,57	54,57

- Grille de référence initiale du 1<sup>er</sup> juillet 2019 au 30 juin 2020 :

Options tarifaires principales :

Option tarifaire	Abonnement annuel hors Rf en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme de souscription an- nuelle de capacité journalière en €/MWh/j
T1	33,34	29,63	
T2	143,52	7,45	
T3	663,69	5,36	
T4	13 849,60	0,80	202,02

Option « tarif de proximité » (TP) (uniquement pour Régaz-Bordeaux) :

Option tarifaire	Abonnement annuel Hors Rf (en €)	Terme de souscription an- nuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre)
TP	30 736,93	79,70	58,26

- Grille de référence du 1<sup>er</sup> juillet 2020 au 30 juin 2021 :

Options tarifaires principales :

Option tarifaire	Abonnement annuel hors Rf en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme de souscription an- nuelle de capacité journalière en €/MWh/j
T1	33,41	28,88	
T2	138,06	7,82	
T3	706,19	5,53	
T4	14 622,38	0,80	201,21

Option « tarif de proximité » (TP) (uniquement pour Régaz-Bordeaux) :

Option tarifaire	Abonnement annuel Hors Rf (en €)	Terme de souscription an- nuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre)
TP	33 326,89	89,83	61,95

**Grilles de référence initiales pour les options TP de Réseau GDS et Veolia Eau**

Les grilles de référence initiales des options « tarif de proximité » de Réseau GDS et de Veolia Eau, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2018 pour toute la durée du tarif ATRD5, sont les suivantes :

- La grille de référence initiale de l'option tarif de proximité de Réseau 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	23 616,82	47,14	87,32

- 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	21 473,47	59,89	39,11

**3.2 Niveau des tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution**

**3.2.1 Coefficients de niveau « NIV » des ELD disposant d'un tarif spécifique**

Les coefficients initiaux NIV<sub>init</sub> des ELD disposant d'un tarif spécifique sont fixés à la valeur suivante, arrondie à 4 décimales (0,0001 près) :

ELD	Coefficient de niveau NIV <sub>init</sub>
Régaz-Bordeaux	1,1481
Réseau GDS	1,2304
GEG	1,2294
Vialis	1,1436
Gedia	1,2596
Caléo	0,8831
Gaz de Barr	1,1703
Veolia Eau	1,1520
Sorégies	1,3920

**Neutralisation de l'évolution du niveau de la grille de référence sur les coefficients de niveau NIV des ELD**

Les coefficients NIV évoluent à chaque évolution en niveau de la grille ATRD péréqué de GRDF de l'inverse de cette évolution en niveau, afin de compenser l'évolution en niveau de la grille de référence.

**Evolution des coefficients de niveau NIV des ELD au 1<sup>er</sup> juillet 2018**

En particulier, l'évolution du tarif péréqué de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet 2018 conduira à une évolution des coefficients de niveau NIV<sub>01/07/2018</sub> des ELD au 1<sup>er</sup> juillet 2018 inverse à cette évolution du tarif péréqué de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet 2018, selon la formule suivante :

$$NIV_{01/07/2018} = NIV_{init} \times \frac{1}{1 + Z_{01/07/2018}^{GRDF}}$$

Avec :

- NIV<sub>01/07/18</sub> est le coefficient de niveau de l'ELD au 1<sup>er</sup> juillet 2018, arrondi à 0,0001 près ;
- NIV<sub>init</sub> est le coefficient de niveau initial fixé par la présente délibération ;
- Z<sub>01/07/2018</sub><sup>GRDF</sup> est l'évolution en niveau du tarif péréqué de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet de l'année 2018.



**Formule d'évolution annuelle des coefficients de niveau NIV des ELD à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2019**

Les coefficients de niveau sont ajustés mécaniquement au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année *N* à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2019, de l'inverse de l'évolution du tarif péréqué de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet *N*, et d'une évolution spécifique à chaque ELD *Z<sub>N</sub>*, 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<sub>01/07/N</sub>* est le coefficient de niveau de l'ELD au 1<sup>er</sup> juillet de l'année *N*, arrondi à 0,0001 près ;
- *NIV<sub>30/06/N</sub>* est le coefficient de niveau de l'ELD au 30 juin de l'année *N*, arrondi à 0,0001 près ;
- *Z<sub>01/07/N</sub><sup>GRDF</sup>* est l'évolution en niveau du tarif péréqué de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet de l'année *N* ;
- *Z<sub>01/07/N</sub><sup>ELD</sup>* est la variation du coefficient de niveau du tarif de l'ELD au 1<sup>er</sup> juillet de l'année *N*, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près, calculé de la manière suivante :

$$Z_N^{ELD} = IPC_N - X + k_N$$

Avec :

- *IPC<sub>N</sub>* : 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), constatée sur l'année civile *N-1*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile *N-2* ;
- *X* : facteur d'évolution annuel, égal à 0 ;
- *k<sub>N</sub>* : évolution, en pourcentage, plafonnée à +/-2 %, provenant de l'apurement du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> jour de l'année *N* (calculé selon les modalités décrites au paragraphe 3.2.1.2.).

**3.2.1.1 Calcul du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> jour de l'année N**

Le solde du CRCP du tarif ATRD5 de chaque ELD, au 1<sup>er</sup> janvier 2018 (1<sup>er</sup> octobre 2017 pour les 3 ELD clôturant leurs comptes au 30 septembre), est égal à la différence entre le montant définitif du solde du CRCP du tarif ATRD4 et le montant provisoire pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD5. Le montant provisoire pris en compte pour chaque ELD est le suivant :

(en k€ courants)	Montant provisoire du solde total du CRCP du tarif ATRD4	dont solde provisoire du CRCP 2017
Régaz-Bordeaux	1 269	- 307
Réseau GDS	2 272	- 1 707
GEG	- 15	- 257
Vialis	2 375	657
Gedia	172	541
Caléo	21	37
Gaz de Barr	- 245	- 118
Veolia Eau	- 89	- 52
Sorégies	98	170

Pour les ELD clôturant leurs comptes au 30 septembre, pour les postes suivants, les montants pris en compte dans le calcul du solde définitif du CRCP de l'année 2017 porteront sur les neuf premiers mois de l'année 2017 seulement, à savoir du 1<sup>er</sup> janvier au 30 septembre 2017 :

- le poste relatif aux revenus perçus sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées sur le réseau de distribution ;



- le poste relatif aux revenus perçus sur les prestations annexes en cas d'une évolution des tarifs de ces prestations différente de celle résultant des formules d'indexation mentionnées dans les catalogues de prestations ;
- le poste relatif aux pénalités perçues par les ELD pour le dépassement des capacités souscrites pour les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T4 et TP.

Pour les autres postes du CRCP de l'année 2017, la méthode de calcul prévue par le tarif ATRD4 reste inchangée.

Le solde du CRCP au dernier jour de l'année  $N$  (31 décembre de l'année  $N$  ou 30 septembre de l'année  $N-1$ ) est calculé comme la somme :

- du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> jour de l'année  $N$  ;
- et de la différence, au titre de l'année  $N$ , entre :
  - le revenu autorisé calculé *ex post* tel que défini ci-après, duquel sont retranchées les recettes prévisionnelles liées aux abonnements, souscriptions de capacité et terme proportionnel à la distance;
  - les recettes perçues par les ELD au titre des termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées.

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> jour de l'année  $N+1$  est obtenu en actualisant le solde du CRCP au dernier jour de l'année  $N$  au taux sans risque en vigueur de 2,7 %.

Le solde du CRCP de fin de période tarifaire prend également en compte des montants au titre :

- des charges relatives aux impayés ;
- de la régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz ;
- de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D).

### **3.2.1.2 Calcul du coefficient $k_N$ en vue de l'apurement du solde du CRCP**

L'évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $N$  prend en compte un coefficient  $k_N$ , qui vise à apurer, d'ici le 30 juin de l'année  $N+1$ , le solde du CRCP du 1<sup>er</sup> jour de l'année  $N$ . Le coefficient  $k_N$  est plafonné à +/- 2 %.

La détermination du coefficient  $k_N$  nécessite d'évaluer les apurements prévisionnels du 1<sup>er</sup> jour de l'année  $N$  au 30 juin de l'année  $N+1$ . Ces apurements prévisionnels sont évalués comme l'écart entre :

- les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période ;
- les recettes prévisionnelles résultant de l'application de grilles tarifaires obtenues en recalculant les évolutions annuelles à compter de 2019 avec des coefficients d'apurement  $k_N$  nuls.

Ces apurements prévisionnels sont évalués sur la base des valeurs de référence définies ci-après.

### **3.2.1.3 Revenu autorisé calculé *ex post***

Pour chaque année  $N$  à compter de l'année 2018, le revenu autorisé calculé *ex post* est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
  - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
  - les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles ;
  - les autres charges de capital normatives ;
  - les charges relatives aux pertes et différences diverses ;
  - les charges relatives aux impayés ;
  - les charges relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique ;
  - les charges relatives au projet de comptage évolué, incluant les incitations financières ;
  - l'écart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel ;

- l'apurement du solde du CRCP du tarif ATRD4 ;
- 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 des pénalités perçues pour les dépassements de capacité souscrites par les consommateurs bénéficiant des options tarifaire T4 et TP ;
- et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
  - la régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz ;
  - la régulation incitative des dépenses de recherche & développement ;
  - la régulation incitative de la qualité de service ;
  - la régulation incitative pour le développement d'un portail fournisseur.

L'année *N* prise en compte pour le calcul du revenu autorisé est l'année comptable de l'ELD, soit du 1<sup>er</sup> janvier *N* au 31 décembre *N*, sauf pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Gaz de Barr du 1<sup>er</sup> octobre *N-1* au 30 septembre *N*.

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

**3.2.1.3.1 Postes de charges pris en compte pour le calcul ex post du revenu autorisé**

**a) Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles**

Les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles correspondent aux charges nettes d'exploitation (hors charges relatives aux impayés et hors projets de comptage évolué pour Régaz-Bordeaux et GEG) prises en compte pour le tarif ATRD5, à l'exception 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 :

Valeurs de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles (k€ courants)	2018	2019	2020	2021
Régaz-Bordeaux	31 836	32 510	32 111	32 981
Réseau GDS	21 475	21 712	22 580	23 037
GEG	7 601	7 739	7 785	7 872
Vialis	4 428	4 509	4 519	4 626
Gedia	2 927	3 010	2 953	3 192
Caléo	1 437	1 435	1 489	1 506
Gaz de Barr	2 638	2 678	2 724	2 785
Veolia Eau	1 917	1 919	1 900	1 917
Sorégies	771	806	780	798

Le montant pris en compte dans le calcul ex post du revenu autorisé 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 2017 et l'année *N-1* ;

Inflation prévisionnelle entre l'année 2017 et l'année <i>N-1</i>	2018	2019	2020	2021
	1,26 %	2,68 %	4,23 %	6,01 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2017 et l'année N-1. 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 2017.

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

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux valeurs de référence présentées ci-après des charges de capital relatives aux actifs « immobilier administratif », « mobilier » et « véhicules », rejouées de l'inflation réalisée et corrigées de la valeur de la BAR des ELD au 1<sup>er</sup> janvier 2018 (au 1<sup>er</sup> octobre 2017 pour les ELD qui clôturent au 30 septembre). Les montants prévisionnels retenus sont les suivants :

Valeurs de référence pour les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles (k€ courants)	2018	2019	2020	2021
Régaz-Bordeaux	76	76	76	76
Réseau GDS	1 237	1 326	1 357	1 305
GEG	33	31	25	18
Vialis	160	168	169	165
Gedia	72	67	65	60
Caléo	54	59	65	72
Gaz de Barr	60	68	78	87
Veolia Eau	23	24	24	24
Sorégies	0	0	0	0

**c) Autres charges de capital**

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux charges de capital, à l'exception de celles prises en compte dans les charges de capital incitées « hors réseaux ». Ces charges de capital sont calculées en se fondant sur les investissements effectivement réalisés, les sorties d'actifs effectives et sur l'inflation réalisée.

A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles pour ces charges de capital sont les suivantes :

Valeurs prévisionnelles pour les charges de capital normatives non incitées (k€ courants)	2018	2019	2020	2021
Régaz-Bordeaux	27 730	27 632	27 626	27 843
Réseau GDS	20 633	21 434	21 946	22 328
GEG	2 992	2 946	2 950	2 979
Vialis	4 803	4 912	4 917	4 915
Gedia	2 299	2 365	2 372	2 376
Caléo	1 442	1 506	1 556	1 611
Gaz de Barr	2 728	2 830	2 917	2 996
Veolia Eau	1 115	1 123	1 125	1 136
Sorégies	2 530	2 628	2 711	2 794

**d) Charges relatives aux pertes et différences diverses**

Le montant de référence pris en compte pour le calcul *ex-post* du revenu autorisé 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 ATRD5 sont les suivants :

Montants prévisionnels des pertes et différences diverses (k€ courants)	2018	2019	2020	2021
Régaz-Bordeaux	157	159	162	165
Réseau GDS	0	0	0	0
GEG	0	0	0	0
Vialis	20	21	21	21
Gedia	45	45	45	45
Caléo	0	0	0	0
Gaz de Barr	49	50	51	52
Veolia Eau	0	0	0	0
Sorégies	0	0	0	0

#### e) Charges relatives aux impayés

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal à la somme :

- des charges et produits de l'année *N* au titre des impayés de la part acheminement portant sur des consommations postérieures au 1<sup>er</sup> janvier 2018 (au 1<sup>er</sup> octobre 2017 pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Gaz de Barr) pour des consommateurs bénéficiant d'offres de marché ou de tarifs réglementés de vente.
- d'un quart de l'évaluation la plus récente des charges relatives aux impayés au titre de la part acheminement portant sur des consommations antérieures au 31 décembre 2017 (30 septembre 2017 pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Gaz de Barr) pour des consommateurs bénéficiant d'offres de marché (ci-après « montant évalué pour les impayés antérieurs à la période ATRD5 »).

Le solde du CRCP de fin de période tarifaire prend par ailleurs en compte l'écart entre :

- la somme des « montants évalués pour les impayés antérieurs à la période ATRD5 » pris en compte chaque année de la période tarifaire, pour le revenu autorisé calculé *ex post* ;
- les charges et produits constatés au titre des impayés de la part acheminement portant sur des consommations antérieures au 31 décembre 2017 (30 septembre 2017 pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Gaz de Barr) des consommateurs bénéficiant d'offres de marché.

Les montants prévisionnels pris en compte dans les tarifs ATRD5 sont les suivants :

Montants prévisionnels des charges relatives aux impayés (k€ courants)	2018	2019	2020	2021
Régaz-Bordeaux (avec projet de comptage)	543	555	553	563
Réseau GDS	259	265	274	278
GEG (avec projet de comptage)	95	97	100	101
Vialis	31	31	31	31
Gedia	47	49	48	50
Caléo	26	27	28	28
Gaz de Barr	22	22	23	23
Veolia Eau	27	27	27	27
Sorégies	27	29	30	31

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

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé est égal à la somme des contreparties versées aux fournisseurs par l'ELD au titre de la gestion des clients en contrat unique. Le montant pris en compte au titre de l'année *N* correspond aux contreparties versées l'année *N* au titre de la gestion des clients en contrat unique dans la limite des montants maximaux suivants pour chaque point de livraison, auxquels s'ajoutent, le cas échéant, les charges d'intérêts :

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
	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

La CRE réexaminera en tant que de besoin la pertinence et les niveaux pris en compte pour les clients au TRV au cours de la période transitoire du 01/01/2018 au 30/06/2022.

**g) Charges relatives au projet de comptage évolué**

Pour Régaz-Bordeaux et GEG, le montant de référence pris en compte dans le revenu autorisé prévisionnel est égal à la somme, pour l'année considérée, des charges nettes liées au projet de comptage et des incitations financières relatives au projet de comptage. Ces montants prévisionnels pris en compte dans les tarifs ATRD5 sont les suivants :

Montants prévisionnels des charges relatives au projet de comptage évolué (k€ courants)	2018	2019	2020	2021
Régaz-Bordeaux	664	1 483	1 545	1 601
GEG	221	349	606	608

Pour les autres ELD, le montant de référence pris en compte dans le revenu autorisé prévisionnel est nul.

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé 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, la CRE prendra une délibération qui fixera les montants de référence à prendre en compte dans le calcul *ex post* du revenu autorisé.

**h) Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel**

Les écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel (y compris projets de comptage évolué) sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2018-2021 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel (y compris projets de comptage évolué) prises en compte pour l'élaboration du tarif ATRD5.

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

Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé (k€ courants)	2018	2019	2020	2021
Régaz-Bordeaux	799	-433	161	-574
Réseau GDS	6 178	-1 110	-2 420	-3 036
GEG	350	- 57	- 193	- 122
Vialis	- 264	- 70	119	238
Gedia	59	- 45	71	- 90
Caléo	257	- 43	- 103	- 128
Gaz de Barr	293	- 50	- 107	- 155
Veolia Eau	- 45	- 8	30	25
Sorégies	305	- 84	- 122	- 116

**i) Apurement du solde du CRCP des tarifs ATRD4**

Les montants de référence pris en compte au titre de l'apurement du solde du CRCP des tarifs ATRD4 sont les suivants :

Apurement du solde du CRCP ATRD4 (k€ courants)	2018	2019	2020	2021
Régaz-Bordeaux	340	340	340	340
Réseau GDS	609	609	609	609
GEG	- 4	- 4	- 4	- 4
Vialis	644	644	644	644
Gedia	47	47	47	47
Caléo	6	6	6	6
Gaz de Barr	- 66	- 66	- 66	- 66
Veolia Eau	- 24	- 24	- 24	- 24
Sorégies	27	27	27	27

**3.2.1.3.2 Postes de recettes pris en compte pour le calcul *ex post* du revenu autorisé**

**a) Recettes extratarifaires non incitées**

Le montant de référence pris en compte pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux recettes extratarifaires effectivement perçues par les ELD pour l'année *N* au titre des participations de tiers, des recettes des prestations annexes perçues au titre des contrats de livraison directs et des recettes générées par les autres prestations récurrentes facturées aux fournisseurs (par exemple, les locations de compteur facturées dans le cadre d'un contrat d'acheminement distribution).

Les montants prévisionnels pris en compte dans les tarifs ATRD5 sont les suivants :

Montant prévisionnel des recettes extratarifaires non incitées (k€ courants)	2018	2019	2020	2021
Régaz-Bordeaux	-1 332	-1 351	-1 293	-1 315
Réseau GDS	-1 668	-1 692	-1 717	-1 747
GEG	-321	-328	-334	-342
Vialis	-80	-80	-81	-82
Gedia	-253	-256	-260	-264
Caléo	-127	-129	-131	-133
Gaz de Barr	-83	-100	-104	-105
Veolia Eau	-123	-124	-126	-129
Sorégies	-370	-324	-210	-213

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

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

- les recettes effectivement perçues par les 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<sup>er</sup> janvier 2018<sup>45</sup>, à l'exception des prestations annexes liées aux contrats de livraison directs et des autres prestations annexes récurrentes facturées aux fournisseurs ;
- les recettes qu'aurait perçues les 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<sup>er</sup> janvier 2018.

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

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

<sup>45</sup> Les formules d'indexation annuelle sont définies par la délibération n°2017-185 du 27 juillet 2017 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel.

**3.2.1.3.3 Incitations financières au titre de la régulation incitative**

**a) Régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz**

Le montant prévisionnel annuel sur 2018-2021 au titre de la régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz est le suivant :

ELD	Incitation naturelle annuelle (k€/an)	Bonus prévisionnel annuel (k€/an)	Bonus prévisionnel total 2018-2021 (k€)
Régaz-Bordeaux	478	367	1 466
Réseau GDS	471	386	1 543
GEG	21	18	70
Vialis	128	77	309
Gedia	41	35	140
Caléo	24	17	68
Gaz de Barr	40	28	112
Veolia Eau	23	19	78
Sorégies	26	20	79

Les hypothèses prises en compte pour déterminer l'incitation naturelle prévisionnelle sont celles utilisées pour déterminer l'équilibre tarifaire pour la période 2018-2021 (inflation prévisionnelle, facteurs k d'apurement du solde du CRCP égaux à 0).

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul *ex post* du revenu autorisé, au titre de la régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz, est égal à la somme de :

- du montant annuel du bonus prévisionnel ;
- du montant de l'incitation naturelle prévisionnelle, corrigé de l'évolution effective de la grille tarifaire (inflation réalisée, facteurs k d'apurement du solde du CRCP mis en œuvre).

Le solde du CRCP de chaque ELD en fin de période tarifaire prend également en compte l'écart entre le bonus réel total et le bonus couvert à titre prévisionnel par le tarif ATRD5, soit un montant égal à :

$$\text{Montant pris en compte en fin de période} = \text{bonus réel total} - \text{bonus prévisionnel total}$$

Le montant du bonus réel total est défini en fonction du nombre total de points de livraison (PDL) actifs raccordés aux réseaux des ELD en 2021 par la formule suivante :

*Bonus réel total* =

*(Bonus unitaire T1+T2) \* (nombre de points de livraison T1+T2 raccordés en 2021 - prévisions 2021 sans développement T1+T2)*

*+ (Bonus unitaire T3+T4) \* (nombre de points de livraison T3+T4 raccordés en 2021 - prévisions 2021 sans développement T3+T4)*

Où :

- « *Bonus unitaire T1+T2* » est égal à 100 €\*coefficient multiplicateur de chaque ELD, par point de livraison actif bénéficiant des options tarifaires T1 ou T2 (« bas de portefeuille ») ;
- « *Bonus unitaire T3+T4* » est égal à 3 000 €\*coefficient multiplicateur de chaque ELD, par point de livraison actif bénéficiant des options tarifaires T3 ou T4 (« haut de portefeuille »).

Les coefficients multiplicateurs sont les suivants :

ELD	Coefficient multiplicateur des bonus de GRDF
Régaz-Bordeaux	1,1481
Réseau GDS	1,2304
GEG	1,2294
Vialis	1,1436
Gedia	1,2596
Caléo	0,8831
Gaz de Barr	1,1703
Veolia Eau	1,1520
Sorégies	1,3920

Les prévisions du nombre de points de livraison en 2021 servant de référence au calcul sont les suivantes :

ELD	Catégorie (en nombre de PDL)	Prévisions 2021 retenues pour le tarif ATRD5	Dont objectifs de développement	Prévisions 2021 sans développement
Régaz-Bordeaux	T1 + T2	217 400	12 050	205 350
	T3 + T4	698	36	662
Réseau GDS	T1 + T2	100 706	8 612	92 094
	T3 + T4	1 458	131	1 327
GEG	T1 + T2	37 136	510	36 626
	T3 + T4	266	3	263
Vialis	T1 + T2	30 678	2 193	28 485
	T3 + T4	226	17	209
Gedia	T1 + T2	13 082	755	12 327
	T3 + T4	171	12	159
Caléo	T1 + T2	10 389	617	9 772
	T3 + T4	85	5	80
Gaz de Barr	T1 + T2	12 265	745	11 520
	T3 + T4	105	7	98
Veolia Eau	T1 + T2	7 787	437	7 350
	T3 + T4	98	8	90
Sorégies	T1 + T2	8 324	476	7 848
	T3 + T4	40	3	37

Le nombre de points de livraison raccordés en 2021 est défini comme la moyenne du nombre de points de livraison actifs constatés à la fin de chaque mois de l'année 2021. Si le résultat du calcul du bonus réel total est négatif, le bonus réel total est nul.

Les ELD transmettront, en fin de période tarifaire, une analyse portant sur :

- les points de livraison bénéficiant en 2021 de l'option tarifaire T2, alors qu'ils bénéficiaient en 2017 de l'option

tarifaire T3 et d'une consommation annuelle de référence inférieure à 400 MWh ;

- les points de livraison bénéficiant en 2021 de l'option tarifaire T3, alors qu'ils bénéficiaient en 2017 de l'option tarifaire T2 et d'une consommation annuelle de référence supérieure à 200 MWh.

Cette analyse précisera ceux de ces transferts qui n'ont pas de conséquence sur les objectifs de la régulation incitative, à savoir de favoriser le raccordement de nouveaux consommateurs et d'inciter les consommateurs déjà raccordés aux réseaux de gaz à continuer de l'utiliser. Elle précisera en outre les causes de ces transferts ainsi que les écarts par rapport aux prévisions du nombre de points de livraison en 2021 servant de référence au calcul du bonus total. La CRE décidera, au regard de cette analyse, de neutraliser dans le calcul du bonus total tout ou partie des effets de ces transferts entre options tarifaires, en prenant en compte pour ces points de livraison le bonus unitaire en fonction de l'option tarifaire souscrite en 2017 au lieu de celle souscrite en 2021.

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

Les montants de référence pour les dépenses de R&D (y compris dépenses relatives aux projets « Smart grids » et hors dépenses de R&D menées au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz) pris en compte pour l'élaboration des tarifs ATRD5 sont les suivants :

Montants de référence pour les dépenses de R&D soumis à la régulation incitative (k€ courants)	2018	2019	2020	2021
Régaz-Bordeaux	0	0	0	0
Réseau GDS	0	0	0	0
GEG	15	15	15	15
Vialis	22	12	0	0
Gedia	19	18	12	12
Caléo	0	0	0	0
Gaz de Barr	0	0	0	0
Veolia Eau	0	0	0	0
Sorégies	0	0	0	0

Si le montant total des dépenses de R&D (y compris dépenses relatives aux projets « Smart grids » et hors dépenses de R&D menées au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz) réalisées sur la période 2018-2021 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration des tarifs ATRD5, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire de chacun des opérateurs concernés.

Un bilan annuel des projets de R&D de chaque ELD susmentionnées sera transmis par les opérateurs à la CRE, avant la fin du premier trimestre de chaque année calendaire, au titre de l'année précédente incluant notamment les éléments suivants :

- les montants dépensés par année ;
- une description des projets menés et des partenariats conclus, avec les dépenses associées et les résultats obtenus ;
- une liste des projets en cours et à venir avec les résultats attendus ;
- les montants dépensés sur l'année écoulée ;
- les prévisions de dépenses par année jusqu'à la fin de la période tarifaire ;
- le nombre d'équivalents temps plein associés aux programmes de R&D ;
- les soutiens et subventions perçus.

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 des opérateurs. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les ELD à la CRE et rendus publics sur leur site internet à destination du 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 objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2018.

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 les tarifs ATRD5 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 ex post du revenu autorisé, 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 pour le développement d'un portail fournisseur

Pour les quatre ELD ne disposant pas d'un portail fournisseur (Gedia, Caléo, Gaz de Barr et Veolia Eau), les montants de référence, au titre de la régulation incitative pour le développement d'un portail fournisseur, pris en compte pour l'élaboration des tarifs ATRD5 sont les suivants :

Montants de référence pour le développement d'un portail fournisseur (k€ courants)	2018	2019	2020	2021
Gedia	61	61	61	61
Caléo	48	48	48	48
Gaz de Barr	55	55	55	55
Veolia Eau	36	36	36	36

Le montant de référence pris en compte pour le calcul ex post du revenu autorisé, au titre de la régulation incitative pour le développement d'un portail fournisseur, est égal à la somme du montant de référence et du montant des incitations financières définies en annexe.

#### 3.2.1.4 Recettes prévisionnelles liées aux abonnements, souscriptions de capacité et terme proportionnel à la distance

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du solde du CRCP au titre de l'année N est égal aux recettes prévisionnelles liées aux abonnements, aux souscriptions de capacité des consommateurs bénéficiant des options T4 et TP, et au terme proportionnel à la distance des consommateurs bénéficiant de l'option TP. Ces recettes prévisionnelles sont calculées à partir des grilles tarifaires en vigueur l'année N et des valeurs de référence mentionnées dans la présente délibération pour les prévisions de nombre de consommateurs raccordés, de souscription annuelle de capacités journalières et de distance pour le tarif de proximité.

Ce montant de référence ne prend pas en compte les recettes effectivement perçues par les ELD au titre de ces termes tarifaires.

#### 3.2.1.5 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.

##### 3.2.1.5.1 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<sup>er</sup> janvier N au 31 décembre N (GEG, Vialis, Gedia, Caléo, Veolia Eau, Sorégies), pour le passage de prévisions annuelles à des prévisions semestrielles, le 1<sup>er</sup> semestre correspond à la période du 1<sup>er</sup> janvier au 30 juin N et le 2<sup>nd</sup> semestre correspond à la période du 1<sup>er</sup> juillet au 31 décembre N. La ventilation semestrielle est la suivante :

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

Option tarifaire	1 <sup>er</sup> semestre $N$	2 <sup>nd</sup> semestre $N$
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<sup>er</sup> 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 2<sup>nd</sup> 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 semestrielles par 50 %.

**ELD dont les comptes sont en année gazière**

Pour les ELD dont les comptes sont en année « gazière » du 1<sup>er</sup> octobre  $N-1$  au 30 septembre  $N$ , pour le passage de prévisions annuelles à des prévisions semestrielles, le 1<sup>er</sup> semestre correspond à la période du 1<sup>er</sup> octobre  $N-1$  au 30 juin  $N$  et le 2<sup>nd</sup> semestre correspond à la période du 1<sup>er</sup> juillet au 30 septembre  $N$ . Concernant le nombre de consommateurs desservis, les prévisions annuelles de Régaz-Bordeaux et Réseau GDS sont également en année « gazière » du 1<sup>er</sup> 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 Réseau 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 <sup>er</sup> semestre $N$	2 <sup>nd</sup> 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<sup>er</sup> 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 2<sup>nd</sup> 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 semestrielles par 75 % pour le 1<sup>er</sup> semestre et 25 % pour le 2<sup>nd</sup> semestre.

**Réseau GDS :**

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

Option tarifaire	1 <sup>er</sup> semestre $N$	2 <sup>nd</sup> 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<sup>er</sup> 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 2<sup>nd</sup> 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 semestrielles par 75 % pour le 1<sup>er</sup> semestre et 25 % pour le 2<sup>nd</sup> semestre.

**Gaz de Barr :**

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

Option tarifaire	1 <sup>er</sup> semestre $N$	2 <sup>nd</sup> 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<sup>er</sup> 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 2<sup>nd</sup> 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 semestrielles par 75 % pour le 1<sup>er</sup> semestre et 25 % pour le 2<sup>nd</sup> semestre.

**3.2.1.5.2 Valeurs de référence de Régaz-Bordeaux**

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021
T1	188 600	192 479	196 290	200 031
T2	2 436 327	2 402 923	2 369 586	2 336 320
T3	861 007	851 322	841 637	831 953
T4	657 900	650 500	643 099	635 699

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021	2022
T1	67 500	70 000	72 000	74 000	76 000
T2	149 000	147 000	145 200	143 400	141 600
T3	790	750	710	670	640
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

### 3.2.1.5.3 Valeurs de référence de Réseau GDS

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021
T1	54 171	49 978	45 831	41 730
T2	1 642 288	1 620 773	1 599 531	1 578 558
T3	1 266 045	1 177 750	1 158 032	1 138 493
T4	1 110 697	894 210	881 988	869 787

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021	2022
T1	30 809	29 488	28 166	26 845	25 524
T2	72 409	72 893	73 377	73 861	74 345
T3	1 490	1 466	1 442	1 418	1 394
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

### 3.2.1.5.4 Valeurs de référence de GEG

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021
T1	19 644	19 182	18 731	18 289
T2	336 265	340 100	343 983	347 915
T3	184 924	191 184	198 394	205 092
T4	72 350	73 416	74 496	75 593

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021	2022
T1	13 517	12 988	12 480	11 991	11 522
T2	25 760	25 553	25 348	25 145	24 943
T3	268	266	265	263	262
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

**3.2.1.5.5 Valeurs de référence de Vialis**

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021
T1	3 942	3 782	3 622	3 462
T2	438 101	441 101	444 101	447 101
T3	160 968	162 168	163 368	164 568
T4	218 445	218 445	218 445	218 445

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021	2022
T1	4 561	4 411	4 261	4 111	3 961
T2	25 817	26 067	26 317	26 567	26 817
T3	206	209	212	215	218
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

**3.2.1.5.6 Valeurs de référence de Gedia**

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021
T1	5 664	5 664	5 664	5 664
T2	187 788	185 910	184 051	182 947
T3	137 895	137 757	137 895	137 895
T4	59 844	59 545	59 426	59 307

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021	2022
T1	2 641	2 588	2 536	2 486	2 436
T2	10 439	10 491	10 544	10 596	10 649
T3	165	165	165	165	165
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

**3.2.1.5.7 Valeurs de référence de Caléo**

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021
T1	1 506	1 531	1 556	1 581
T2	168 299	168 929	169 559	170 189
T3	68 503	68 503	68 503	68 503
T4	62 618	62 618	62 618	62 618

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021	2022
T1	839	844	849	854	859
T2	9 430	9 465	9 500	9 535	9 570
T3	82	82	82	82	82
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

**3.2.1.5.8 Valeurs de référence de Gaz de Barr**

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021
T1	879	853	827	803
T2	248 652	250 144	251 644	253 154
T3	129 922	128 622	127 336	126 063
T4	143 181	136 181	134 529	134 529

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021	2022
T1	657	637	618	599	581
T2	11 256	11 391	11 527	11 666	11 806
T3	108	106	104	102	100
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

**3.2.1.5.9 Valeurs de référence de Veolia Eau**

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021
T1	2 760	2 739	2 718	2 698
T2	105 672	104 498	103 332	102 180
T3	90 171	90 159	88 605	87 078
T4	41 111	40 825	40 541	40 261

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021	2022
T1	1 352	1 353	1 354	1 355	1 356
T2	6 420	6 424	6 428	6 432	6 437
T3	97	98	97	96	95
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

**3.2.1.5.10 Valeurs de référence de Sorégies**

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021
T1	4 566	4 944	5 262	5 580
T2	91 033	92 588	93 984	95 233
T3	29 946	29 946	33 446	33 446
T4	72 551	82 551	82 551	82 551

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2018	2019	2020	2021	2022
T1	1 709	1 789	1 842	1 895	1 942
T2	5 925	6 142	6 293	6 429	6 590
T3	32	32	34	34	35
T4	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

**3.2.2 Coefficient de niveau du tarif commun des ELD ne présentant pas de comptes dissociés**

Le coefficient de niveau NIV des ELD au tarif commun est égal à la moyenne des coefficients de niveau des 9 ELD disposant d'un tarif spécifique en vigueur à la même date, arrondi à 4 décimales (0,0001 près).

Ainsi, le coefficient de niveau initial des ELD au tarif commun est de 1,1787. Il évolue notamment au 1<sup>er</sup> juillet chaque année de la période du tarif ATRD5 selon les évolutions des coefficients de niveau des 9 ELD disposant d'un tarif spécifique.

**3.3 Annexes**

**3.3.1 Annexe 1 - Indicateurs de suivi de la qualité de service des ELD**

Cette annexe détaille les indicateurs de suivi de la qualité de service des ELD ainsi que les incitations financières correspondantes définis pour les tarifs ATRD5.

Pour les indicateurs dont les incitations financières sont versées au CRCP, l'incitation financière porte sur la valeur de l'indicateur calculé sur la base d'une année calendaire, c'est-à-dire du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre.

Pour les indicateurs correspondants à des taux, la CRE demande à chaque ELD de lui transmettre dans ses envois le détail du calcul (numérateur et dénominateur).

**3.3.1.1 Indicateurs donnant lieu à incitation financière**

**3.3.1.1.1 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 <sup>er</sup> du mois M+2, par types de consommateurs pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS, GEG, 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, Réseau GDS, GEG, 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	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous rendez-vous programmés, donc validés par le GRD</li> <li>- 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</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS, GEG, Vialis, Caléo et Gaz de Barr, tous consommateurs confondus pour les autres ELD</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : trimestrielle</li> </ul>
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 GEG et Sorégies)
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : direct aux fournisseurs</li> <li>- 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</li> </ul>
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 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur : <i><u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et indemnisés durant l'année M-11/M</u></i> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous rendez-vous programmés, donc validés par le GRD</li> <li>- 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</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- tous consommateurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : annuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	100 % des rendez-vous non tenus et signalés dans les 90 jours calendaires sont indemnisés
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : direct aux fournisseurs</li> <li>- 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</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

**3.3.1.1.2 Taux de mises en service (MES) réalisées dans les délais demandés**

ELD	Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et GEG
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2, par types de consommateurs, du ratio : <i><u>[ Nombre de MES clôturées durant le trimestre M-2/M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue) ] / [ Nombre total de MES clôturées durant le trimestre M-2/M ]</u></i> (soit trois valeurs suivies : <ul style="list-style-type: none"> <li>- tous consommateurs confondus,</li> <li>- pour les consommateurs T1/T2,</li> <li>- pour les consommateurs T3/T4/TP)</li> </ul>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes MES avec déplacement (avec/sans pose de compteur), hors MES express</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement</li> </ul>

Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>	
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 97 % par an</li> </ul>	
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> </ul>	
	Régaz-Bordeaux	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 700 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 22 100 €</li> </ul>
	Réseau GDS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 700 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 22 100 €</li> </ul>
	GEG	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 19 500 €</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre	

**3.3.1.1.3 Taux de mises hors service (MHS) réalisées dans les délais demandés**

ELD	Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et GEG	
Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2, par types de consommateurs, du ratio :</p> <p><u>[ Nombre de MHS clôturées durant le trimestre M-2/M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue) ] / [ Nombre total de MHS clôturées durant le trimestre M-2/M ]</u></p> <p>(soit trois valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- tous consommateurs confondus,</li> <li>- pour les consommateurs T1/T2,</li> <li>- pour les consommateurs T3/T4/TP)</li> </ul>	
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- MHS à la suite d'une résiliation du contrat (excepté les MHS pour impayé), à l'initiative du consommateur</li> <li>- MHS clôturée : lorsque l'acte technique de la MHS est réalisé</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement</li> </ul>	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>	
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 98 % par an</li> </ul>	
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> </ul>	
	Régaz-Bordeaux	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 200 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 200 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 12 600 €</li> </ul>
	Réseau GDS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 15 750 €</li> </ul>
	GEG	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 15 750 €</li> </ul>

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

**3.3.1.1.4 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 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <u>[ Nombre d'index réels lus ou auto-relevés durant le trimestre M-2/M de PCE 6M ] / [ Nombre d'index de PCE 6M transmis durant le trimestre M-2/M ]</u> (soit une valeur suivie)	
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous index réels lus ou auto-relevés pour les PCE 6M</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- index gaz uniquement</li> </ul>	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>	
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 96,5 % par an</li> </ul>	
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> </ul>	
	Régaz-Bordeaux	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 10 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 10 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 52 000 €</li> </ul>
	Réseau GDS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 5 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 5 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 26 000 €</li> </ul>
	GEG	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 2 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 2 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 10 400 €</li> </ul>
	Vialis	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 1 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 1 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 7 800 €</li> </ul>
	Gedia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 600 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 600 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 3 120 €</li> </ul>
	Caléo	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 600 €</li> </ul>
	Gaz de Barr	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 500 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 500 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 600 €</li> </ul>
	Veolia Eau	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 080 €</li> </ul>
	Sorégies	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 400 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 400 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 080 €</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018 pour Sorégies</li> <li>- déjà mis en œuvre pour les autres ELD</li> </ul>	

**3.3.1.1.5 Taux de disponibilité du portail fournisseur**

- Pour les ELD disposant d'un portail fournisseur

ELD	Régaz-Bordeaux, Réseau GDS, GEG, Vialis et Sorégies	
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 des ratios hebdomadaires de disponibilité jusqu'à la fin du trimestre M-2/M, sur des semaines complètes :  <u><math display="block">\frac{[\text{Nombre d'heures de disponibilité du portail durant la semaine}]}{[\text{Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail durant la semaine}]}</math></u> (soit une valeur suivie)	
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- portail fournisseur uniquement, toutes fonctionnalités accessibles des fournisseurs, hors <i>webservices</i></li> <li>- heures d'ouvertures : 24h/24 hors plage de maintenance pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Sorégies, 50 h par semaine pour GEG et aux horaires d'ouverture de l'entreprise pour Vialis</li> <li>- causes d'indisponibilités : tout fait empêchant, gênant ou ralentissant de façon importante l'utilisation du portail par les fournisseurs, programmé ou non</li> </ul>	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : hebdomadaire</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>	
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 99,5 % par an</li> </ul>	
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> </ul>	
	Régaz-Bordeaux	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 22 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 22 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 77 000 €</li> </ul>
	Réseau GDS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 11 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 11 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 38 500 €</li> </ul>
	GEG	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 2 000 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 2 000 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 4 200 €</li> </ul>
	Vialis	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 700 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 700 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 450 €</li> </ul>
	Sorégies	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 800 € par point en-dessous de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 800 € par point au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 800 €</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre	

- Pour les ELD incitées à développer un portail fournisseur

ELD	Gedia, Caléo, Gaz de Barr et Veolia Eau	
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 des ratios hebdomadaires de disponibilité jusqu'à la fin du trimestre M-2/M, sur des semaines complètes :  <u><math display="block">\frac{[\text{Nombre d'heures de disponibilité du portail durant la semaine}]}{[\text{Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail durant la semaine}]}</math></u> (soit une valeur suivie)	
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- portail fournisseur uniquement, toutes fonctionnalités accessibles des fournisseurs, hors <i>webservices</i></li> <li>- causes d'indisponibilités : tout fait empêchant, gênant ou ralentissant de façon importante l'utilisation du portail par les fournisseurs, programmé ou non</li> </ul>	
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : hebdomadaire</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>	

Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 90 % par an</li> </ul>		
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> </ul>		
	<table border="1"> <tr> <td data-bbox="343 331 550 728">Gedia</td> <td data-bbox="550 331 1436 728"> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les années 2018, 2019 et 2020 :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pas de pénalité</li> <li>o bonus : (13 € x 1 % x 60 x H) par point au-dessus de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> </ul> </li> <li>- pour l'année 2021 :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pénalité : (13 € x 1 % x 60 x H) par point en-dessous de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> <li>o bonus : (13 € x 1 % x 60 x H) par point au-dessus de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> <li>o pénalité en l'absence de portail fournisseur mis en service avant le 31 décembre 2021 : - 268 400 €</li> </ul> </li> </ul> </td> </tr> </table>	Gedia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les années 2018, 2019 et 2020 :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pas de pénalité</li> <li>o bonus : (13 € x 1 % x 60 x H) par point au-dessus de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> </ul> </li> <li>- pour l'année 2021 :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pénalité : (13 € x 1 % x 60 x H) par point en-dessous de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> <li>o bonus : (13 € x 1 % x 60 x H) par point au-dessus de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> <li>o pénalité en l'absence de portail fournisseur mis en service avant le 31 décembre 2021 : - 268 400 €</li> </ul> </li> </ul>
	Gedia	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les années 2018, 2019 et 2020 :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pas de pénalité</li> <li>o bonus : (13 € x 1 % x 60 x H) par point au-dessus de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> </ul> </li> <li>- pour l'année 2021 :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pénalité : (13 € x 1 % x 60 x H) par point en-dessous de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> <li>o bonus : (13 € x 1 % x 60 x H) par point au-dessus de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> <li>o pénalité en l'absence de portail fournisseur mis en service avant le 31 décembre 2021 : - 268 400 €</li> </ul> </li> </ul>	
	Caléo	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les années 2018, 2019 et 2020 :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pas de pénalité</li> <li>o bonus : (10 € x 1 % x 60 x H) par point au-dessus de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> </ul> </li> <li>- pour l'année 2021 :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pénalité : (10 € x 1 % x 60 x H) par point en-dessous de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> <li>o bonus : (10 € x 1 % x 60 x H) par point au-dessus de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> <li>o pénalité en l'absence de portail fournisseur mis en service avant le 31 décembre 2021 : - 211 200 €</li> </ul> </li> </ul>	
	Gaz de Barr	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les années 2018, 2019 et 2020 :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pas de pénalité</li> <li>o bonus : (12 € x 1 % x 60 x H) par point au-dessus de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> </ul> </li> <li>- pour l'année 2021 :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pénalité : (12 € x 1 % x 60 x H) par point en-dessous de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> <li>o bonus : (12 € x 1 % x 60 x H) par point au-dessus de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> <li>o pénalité en l'absence de portail fournisseur mis en service avant le 31 décembre 2021 : - 242 000 €</li> </ul> </li> </ul>	
Veolia Eau	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les années 2018, 2019 et 2020 :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pas de pénalité</li> <li>o bonus : (8 € x 1 % x 60 x H) par point au-dessus de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> </ul> </li> <li>- pour l'année 2021 :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o pénalité : (8 € x 1 % x 60 x H) par point en-dessous de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> <li>o bonus : (8 € x 1 % x 60 x H) par point au-dessus de l'objectif de référence où H correspond au nombre d'heures d'ouverture théorique du portail fournisseur par semaine</li> <li>o pénalité en l'absence de portail fournisseur mis en service avant le 31 décembre 2021 : - 158 400 €</li> </ul> </li> </ul>		

Date de mise en œuvre	A compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2018
-----------------------	---

**3.3.1.1.6 Taux de réponses aux réclamations de fournisseurs dans les délais**

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> 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"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseurs (les réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur ne sont pas concernées)</li> <li>- toutes réclamations écrites uniquement (déposées sur le portail fournisseur uniquement pour Régaz-Bordeaux et GEG), y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- tous types de consommateurs confondus</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	100 % des réclamations écrites (déposées sur le portail fournisseur uniquement pour Régaz-Bordeaux et GEG) traitées dans les délais (15 jours calendaires pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS, GEG, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies et 8 jours calendaires pour Vialis)
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- pénalités : 25 € par réclamation non traitée dans les délais et signalée par les fournisseurs</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 500 €</li> <li>- la définition et les niveaux d'objectifs et d'incitation financière de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

**3.3.1.1.7 Taux de réponses aux réclamations des consommateurs dans les délais**

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  $\frac{[ \text{Nombre de réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) de consommateurs clôturées dans les 30 (21 pour Réseau GDS, 15 pour Gedia et 8 pour Vialis) jours calendaires durant le trimestre M-2/M} ]}{[ \text{Nombre total de réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) de consommateurs clôturées durant le trimestre M-2/M} ]}$ (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- 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)</li> <li>- toutes réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) uniquement</li> <li>- tous types de consommateurs confondus</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé réception) a été envoyée par le GRD au consommateur</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	100 % des réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) traitées dans les délais (30 jours calendaires pour Régaz-Bordeaux, GEG, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies, 21 jours calendaires pour Réseau GDS, 15 jours calendaires pour Gedia et 8 jours calendaires pour Vialis)
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- pénalités : 25 € par réclamation non traitée dans les délais et signalée</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 500 €</li> <li>- la définition et les niveaux d'objectifs et d'incitation financière de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5</li> </ul>

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

**3.3.1.2 Autres indicateurs de suivi de la qualité de service**

**3.3.1.2.1 Taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais**

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2, tous types de consommateurs confondus pour GEG et par type de consommateurs pour les autres ELD, du ratio :</p> <p><u>[ Nombre de changements de fournisseurs clôturés durant le trimestre M-2/M dans le délai demandé (dans le délai convenu entre le fournisseur et le GRD pour Vialis) ] / [ Nombre total de changements de fournisseurs clôturés durant le trimestre M-2/M ]</u></p> <p>(soit une valeur suivie pour GEG et deux valeurs suivies pour les autres ELD :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les consommateurs T1/T2,</li> <li>- pour les consommateurs T3/T4/TP)</li> </ul>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous changements de fournisseurs pour Régaz-Bordeaux, Vialis, Gedia et Sorégies</li> <li>- tous changements de fournisseurs, excepté ceux ayant lieu lors des MES pour un local dont l'installation est encore en servie pour Réseau GDS, GEG, Caléo, Gaz de Barr et Veolia Eau</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- tous types de consommateurs confondus pour GEG, consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement pour les autres ELD</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

**3.3.1.2.2 Taux de raccordements réalisés dans les délais**

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>[ Nombre de raccordements réalisés (mis en gaz pour Réseau GDS) durant le trimestre M-2/M dans le délai convenu (dans un délai de 2 mois pour Gedia) ] / [ Nombre de raccordements réalisés (mis en gaz pour Réseau GDS) durant le trimestre M-2/M ]</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous raccordements de densification pour Régaz-Bordeaux et Réseau GDS</li> <li>- tous raccordements confondus pour GEG, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies</li> <li>- tous consommateurs confondus</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

**3.3.1.2.3 Qualité des relevés JJ transmis au GRT pour les allocations journalières aux PITD**

ELD	Régaz-Bordeaux et Réseau GDS
Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>[ Somme pour chaque jour J du trimestre M-2/M du nombre de valeurs de consommations de consommateurs télérelevés JJ intégrées dans les calculs d'allocations à J+1 ] / [ Somme pour chaque jour J du trimestre M-2/M du nombre de consommateurs télérelevés JJ enregistrés dans le SI du GRD pour le jour JJ ]</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>

Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes valeurs effectivement relevées</li> <li>- aucune valeur de repli / remplacement prise en compte</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- tous PITD du GRD confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

**3.3.1.2.4 Taux d'absence au relevé des consommateurs de PCE 6M**

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	<p>Calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>[ Nombre d'index de PCE 6M auto-relevés ou estimés durant le trimestre M-2/M pour cause d'absence du consommateur 3 fois et plus (2 fois et plus pour GEG et Gedia, 1 fois et plus pour Veolia Eau) lors du relevé semestriel ] / [ Nombre de PCE 6M à relever durant le trimestre M-2/M ]</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE 6M existants</li> <li>- tous index auto-relevés ou estimés pour cause d'absence du consommateur au relevé</li> <li>- tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte)</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

**3.3.1.2.5 Indicateurs relatifs aux rectifications d'index**

**3.3.1.2.5.1 Taux d'index rectifiés**

ELD	Régaz-Bordeaux, Veolia Eau et Sorégies
Calcul	<p>Pour Régaz-Bordeaux, calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>[ Nombre de PCE actifs dont l'index a été rectifié durant le trimestre M-2/M ] / [ Nombre total de PCE actifs durant le trimestre M-2/M ]</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p> <p>Pour Veolia Eau et Sorégies, calcul le 1<sup>er</sup> du mois M+2 des ratios :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les consommateurs 6M :</li> </ul> <p><u>[ Nombre de relèves transmises au statut rectifié durant le trimestre M-2/M - Nombre de rectifications suite à MES durant le trimestre M-2/M ] / [ Nombre de relèves totales transmises durant le trimestre M-2/M ]</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les autres consommateurs :</li> </ul> <p><u>[ Nombre de PCE actifs dont l'index a été rectifié durant le trimestre M-2/M ] / [ Nombre total de PCE actifs durant le trimestre M-2/M ]</u></p> <p>(soit deux valeurs suivies)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes modifications d'index, quel que soit le fait générateur, à l'exception des rectifications suites à une MES pour les consommateurs 6M</li> <li>- tous index réels, et également tous les index calculés pour les consommateurs autres que 6M</li> <li>- tous fournisseur confondus</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

**3.3.1.2.5.2 Nombre de prestations de vérification de données de comptage aboutissant à une correction d'index**

ELD	Réseau GDS, GEG, Vialis, Caléo et Gaz de Barr
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2, par types de consommateurs pour Réseau GDS, du ratio : <u>[ Nombre de prestations de vérification de données de comptage clôturées durant le trimestre M-2/M mais non facturées ] / [ Nombre de milliers de PCE (nombre de PCE pour Caléo et Gaz de Barr) relevés ou télérelevés durant le trimestre M-2/M ]</u> (soit une valeur suivie sauf pour Réseau GDS, deux valeurs suivies : - pour les consommateurs T1/T2, - pour les consommateurs T3/T4/TP)
Périmètre	- toutes prestations de vérification de données de comptage (avec/sans déplacement) - tous index réels et calculés pour Réseau GDS, GEG et Vialis - tous index réels (les contestations d'index calculés ne sont pas prises en compte) pour Caléo et Gaz de Barr - une prestation de vérification n'est pas facturée si une anomalie imputable au GRD est facturée - consommateurs T1/T2 et consommateurs T3/T4/TP suivis distinctement pour Réseau GDS - tous consommateurs confondus pour GEG, Vialis, Caléo et Gaz de Barr
Suivi	- fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

**3.3.1.2.5.3 Taux d'interventions physiques pour vérification de données de comptage à la suite d'une relève**

ELD	Gedia et Sorégies
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <u>[ Nombre d'intervention physique pour vérification de données de comptage à la suite d'une relève durant le trimestre M-2/M ] / [ Nombre de PCE relevés ou télérelevés durant le trimestre M-2/M ]</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- toutes interventions physiques pour vérification de données de comptage à la suite d'une relève - tous index gaz - tous consommateurs confondus
Suivi	- fréquence de calcul : trimestrielle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

**3.3.1.2.6 Amplitude des comptes d'écart distribution (CED)**

ELD	Toutes les ELD en profilage total : Régaz-Bordeaux et Réseau GDS
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur : <u>Valeur absolue de la somme des CED du mois M en énergie</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous PCE existants - tous fournisseur confondus
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : annuelle - fréquence de publication : annuelle
Date de mise en œuvre	A compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2018

**3.3.1.2.7 Nombre de réclamations de fournisseurs**

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> 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"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur</li> <li>- toutes réclamations écrites uniquement (déposées sur le portail fournisseur uniquement, pour Régaz-Bordeaux et GEG), y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- tous types de consommateurs confondus</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

**3.3.1.2.8 Nombre de réclamations de consommateurs**

ELD	Toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique
Calcul	Calcul le 1 <sup>er</sup> 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"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur</li> <li>- toutes réclamations écrites (ou orales pour Sorégies) uniquement</li> <li>- tous types de consommateurs confondus</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé réception) a été envoyée par le GRD au consommateur</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : trimestrielle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : annuelle</li> <li>- fréquence de publication : annuelle</li> </ul>
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre

**3.3.2 Annexe 2 – Valeurs de référence pour les options T4 et le tarif de proximité (annexe confidentielle)**

Cette annexe est confidentielle.

**3.3.3 Annexe 3 – Catégories d'ouvrage pour le suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux de Régaz-Bordeaux et de Réseau GDS**

Les investissements concernés correspondent aux catégories suivantes définies par la nature des ouvrages concernés :

**Régaz-Bordeaux :**

Catégorie d'ouvrages	Unité
Branchement (sans extension) 6 m <sup>3</sup> /h et plus - Habitat individuel	Pièce
Branchement (sans extension) 6 m <sup>3</sup> /h et plus - Groupé horizontale	Pièce
Branchement (sans extension) 6 m <sup>3</sup> /h et plus - Groupé verticale	Pièce
Branchement (sans extension) 6 m <sup>3</sup> /h et plus - Professionnel	Pièce
Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers	Mètre
Raccordement 6 m <sup>3</sup> /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

**Réseau 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

La présente délibération sera transmise au ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire ainsi qu'au ministre de l'Economie et des Finances et publiée au *Journal officiel* de la République française.

Délibéré à Paris, le 21 décembre 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO