



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2017-011 DU 20 JUILLET 2017 RELATIVE AUX PROCHAINS TARIFS PEREQUES D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION

Les tarifs péréqués actuels d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution (ELD), dits « tarifs ATRD4¹ », sont entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2013 en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 25 avril 2013². 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^{er} juillet 2014 en application de la délibération de la CRE du 22 mai 2014³. Ce tarif a été conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ trois ans.

La CRE a l'intention de définir de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel pour les ELD, dits « tarifs ATRD5 », qui s'appliqueront à partir du 1^{er} juillet 2018.

Les travaux tarifaires pour élaborer ces prochains tarifs sont engagés et se dérouleront sur la majeure partie de l'année 2017. En conséquence, et comme le permettent les délibérations du 25 avril 2013 et du 22 mai 2014, le cadre des tarifs ATRD4 des ELD a été maintenu au-delà du 30 juin 2017. La CRE a adopté le 15 juin 2017 une délibération⁴ portant sur la mise en œuvre en 2017 des tarifs ATRD4 des ELD. En ce qui concerne le cadre de régulation incitative, la CRE estime qu'il a globalement bien fonctionné et répondu aux objectifs de visibilité, d'efficacité et de simplicité :

- les évolutions tarifaires annuelles ont eu lieu aux dates prévues et conformément aux formules d'évolution prédéfinies ;
- les ELD ont réalisé des gains de productivité significatifs sur la période tarifaire leur ayant permis de faire mieux que la trajectoire des charges d'exploitation prévue par leurs tarifs ;
- le niveau des investissements réalisés est proche des niveaux prévus ;
- la qualité de service des ELD s'est améliorée pendant la période tarifaire ;
- la structure tarifaire, simple et stable, n'a pas posé de difficulté particulière.

Sur la période 2012-2017, les évolutions successives des tarifs ont conduit à des hausses cumulées conséquentes pour la plupart des ELD, notamment dues aux apurements des comptes de régulation des charges et des produits (CRCP) afin de compenser des recettes liées aux quantités acheminées plus faibles que prévues.

¹ ATRD : accès des tiers au réseau de distribution.

² 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.

³ 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.

⁴ Délibération de CRE 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.

ELD	Hausse cumulée sur la période 2012-2017
Régaz-Bordeaux	6,6 %
Réseau GDS	23,5 %
GEG	20,4 %
Vialis	11,4 %
Gedia	10,8 %
Caléo	17,7 %
Gaz de Barr	12,6 %
Veolia Eau	-19,8 %
Sorégies	42,7 %

Pour la période ATRD5, les ELD ont présenté des demandes avec des niveaux très élevés, correspondant à des hausses des tarifs au 1^{er} juillet 2018 comprises entre 1,6 % et 13,7 % selon l'ELD et hors projets de comptage évolué, avec un équilibre tarifaire calculé sur 4 ans et une évolution annuelle au 1^{er} juillet de la grille tarifaire selon l'inflation à compter du 1^{er} juillet 2019.

ELD	Evolution demandée au 1 ^{er} Juillet 2018
Régaz-Bordeaux	7,2 %
Réseau GDS	5,6 %
GEG	11,0 %
Vialis	10,5 %
Gedia	12,3 %
Caléo	1,6 %
Gaz de Barr	6,8 %
Veolia Eau	13,7 %
Sorégies	2,6 %

A ce stade de ses analyses, la CRE envisage des évolutions tarifaires moins élevées au 1^{er} juillet 2018. La CRE envisage de :

- faire bénéficier les consommateurs de gaz naturel des gains de productivité réalisés par les ELD sur la période tarifaire ATRD4 ;
- ne retenir qu'une partie des demandes de hausse de charges d'exploitation présentées par les ELD pour la période ATRD5. La trajectoire de charges d'exploitation retenue sera comprise entre des fourchettes haute et basse définies à partir des ajustements issus des rapports d'audit sur les charges d'exploitation et des premières analyses de la CRE. Ces trajectoires ATRD5 restent pour la majorité des ELD supérieures au réalisé ATRD4 ;
- prendre en compte les coûts des nouveaux projets à forts enjeux pour les ELD tels que les nouvelles obligations liées aux lois « NOTRe » et « LTECV »⁵ et les réorganisations pour les ELD concernées ;
- prendre en compte les coûts des projets de comptage évolué présentés par Régaz-Bordeaux et GEG, en cas de décision favorable des ministres de l'énergie et de la consommation sur le lancement de ces projets ;
- demander aux ELD un effort de productivité supplémentaire sur leurs charges d'exploitation pendant la période ATRD5 ;
- fixer le coût moyen pondéré du capital (CMPC) applicable à la base d'actifs régulés (BAR) des ELD à l'intérieur d'une fourchette de 4,50 % à 5,00 % (réel avant impôts).

⁵ Loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant sur la nouvelle organisation territoriale de la République, dite loi « NOTRe », et loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite « LTECV »)

A titre d'illustration, si le CMPC était fixé à 4,75 % (réel, avant impôts), les évolutions des tarifs des ELD au 1^{er} juillet 2018 (hors projet de comptage évolué) pourraient être comprises entre les valeurs ci-dessous, calculées à partir des fourchettes haute et basse des charges d'exploitation, le tarif évoluant ensuite selon l'inflation au 1^{er} juillet de chaque année.

ELD	Evolution au 1 ^{er} Juillet 2018	
	Fourchette basse	Fourchette haute
Régaz-Bordeaux	-2,9 %	-0,9 %
Réseau GDS	-10,3 %	-4,4 %
GEG	-9,6 %	-5,8 %
Vialis	0,3 %	4,2 %
Gedia	-2,8 %	-0,1 %
Caléo	-13,5 %	-11,0 %
Gaz de Barr	-5,0 %	-0,6 %
Veolia Eau	-0,5 %	8,5 %
Sorégies	-15,1 %	-8,0 %

L'évolution au 1^{er} juillet 2018 qui sera finalement retenue pourrait donc être en-dehors de ces fourchettes si les paramètres retenus étaient différents de ceux pris en compte à titre illustratif (CMPC, facteur d'évolution annuel des tarifs hors inflation à compter du 1^{er} juillet 2019...)

Régaz-Bordeaux et GEG ont chacun soumis à la CRE un projet de comptage évolué. Ces projets diffèrent des projets classiques menés par ces ELD tant par le niveau de leurs coûts que par le niveau élevé des gains attendus. La prise en compte des charges additionnelles liées aux projets de comptage évolué aboutit, par rapport aux fourchettes d'évolution tarifaire présentées ci-dessus, à une augmentation du niveau du niveau du tarif pour Régaz-Bordeaux et pour GEG respectivement de + 2,6 % et de + 4,8 %, soit une évolution globale du tarif ATRD5 envisagée au 1^{er} juillet 2018 comprise entre -0,3 % et +1,7 % pour Régaz-Bordeaux, -4,8 % et -1,0 % pour GEG, suivie d'une évolution annuelle de la grille tarifaire selon l'inflation.

En ce qui concerne la structure tarifaire, la CRE envisage, à ce stade, d'harmoniser la structure des grilles tarifaires ATRD des ELD de gaz naturel en les rendant homothétiques à celle de GRDF.

La CRE publie, simultanément à la présente consultation publique, un audit externe des charges et produits d'exploitation des ELD pour la période 2016-2021.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant à la fin du présent document de consultation publique avant le 15 septembre 2017.

Paris, le 20 juillet 2017.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le Président,

Jean-François CARENCO

SOMMAIRE

1.	CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	6
1.1	TYPOLOGIE DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION (GRD) DE GAZ NATUREL	6
1.2	TYPOLOGIE DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DES GRD DE GAZ NATUREL	6
1.3	OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	7
2.	BILAN DES TARIFS PEREQUES ATRD4 DES ELD	7
2.1	LES TARIFS ATRD4 PEREQUES DES ELD EN VIGUEUR	7
2.2	BILAN DES TARIFS ATRD4 DES ELD	8
3.	CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LES PROCHAINS TARIFS ATRD5 DES ELD.....	14
3.1	ENTREE EN VIGUEUR ET DUREE DES TARIFS.....	14
3.2	REGULATION INCITATIVE DES CHARGES D'EXPLOITATION ET DES DEPENSES D'INVESTISSEMENTS DES ELD DISPOSANT D'UN TARIF SPECIFIQUE.....	15
3.2.1	Les charges nettes d'exploitation	15
3.2.2	Les dépenses d'investissement.....	15
3.2.2.1	Régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux »	15
3.2.2.2	Mécanisme de suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux	16
3.3	REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	17
3.4	REGULATION INCITATIVE POUR LE DEVELOPPEMENT D'UN PORTAIL FOURNISSEUR.....	19
3.5	REGULATION INCITATIVE DU DEVELOPPEMENT DU NOMBRE DE CONSOMMATEURS RACCORDES AUX RESEAUX DE GAZ NATUREL	20
3.6	REGULATION INCITATIVE DES DEPENSES DE RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT (R&D)	22
3.7	REGULATION INCITATIVE DES PERTES ET DIFFERENCES DIVERSES (PDD)	23
3.8	COMPTE DE REGULARISATION DES CHARGES ET DES PRODUITS (CRCP).....	24
3.9	CLAUDE DE RENDEZ-VOUS	25
3.10	CADRE DE REGULATION INCITATIVE DES ELD NE PRESENTANT PAS DE COMPTES DISSOCIES	25
4.	DEMANDES TARIFAIRES DES ELD ET ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE.....	26
4.1	HAUSSES TARIFAIRES DEMANDEES	26
4.1.1	ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique	26
4.1.2	ELD disposant du tarif ATRD commun	27
4.2	CHARGES D'EXPLOITATION.....	28
4.2.1	Demandes des ELD	28
4.2.2	Conclusions de l'audit externe des charges d'exploitation des ELD diligenté par la CRE.....	29
4.2.2.1	Charges liées aux lois NOTRe et LTECV	29
4.2.2.2	Les réorganisations des filiales	30
4.2.2.3	Mise en cohérence des hypothèses salariales.....	31
4.2.3	Analyse préliminaire de la CRE	31
4.2.3.1	Impayés sur la part acheminement.....	31
4.2.3.2	Redevances	32
4.2.3.3	Interface transport distribution.....	32
4.2.3.4	Dissociation zones non péréquées	32
4.2.3.5	Charges liées au développement du nombre de consommateurs desservis.....	32
4.2.3.6	Pertes et différences diverses	32
4.2.4	Synthèse	33

4.3	CHARGES DE CAPITAL NORMATIVES	40
4.3.1	Méthode	40
4.3.1.1	Valeur initiale de la BAR au 31 décembre 2002	40
4.3.1.2	Actualisation de la valeur de la BAR.....	40
4.3.2	Niveau des investissements	41
4.3.3	Trajectoires de BAR prévisionnelles	41
4.3.4	Taux de rémunération	42
4.3.5	Trajectoires prévisionnelles de charges de capital normatives (CCN).....	43
4.4	APUREMENT DU SOLDE DU CRCP DES TARIFS ATRD4.....	43
4.5	REVENUS AUTORISES SUR LA PERIODE TARIFAIRE 2018-2021	44
4.6	HYPOTHESES DE QUANTITES DE GAZ DISTRIBUEES ET DE NOMBRE DE CONSOMMATEURS DESSERVIS 51	
4.6.1	Hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis.....	51
4.6.2	Analyse préliminaire de la CRE	55
4.7	TRAJECTOIRES ENVISAGEES D'EVOLUTION DES TARIFS ATRD5 DES ELD	55
4.7.1	ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique.....	55
4.7.2	ELD disposant du tarif commun.....	56
5.	PROJETS DE COMPTAGE EVOLUE DE REGAZ-BORDEAUX ET DE GEG	56
5.1	CHARGES NETTES D'EXPLOITATION.....	57
5.2	CHARGES DE CAPITAL.....	57
5.3	HAUSSE DES TARIFS ATRD5 DE REGAZ-BORDEAUX ET DE GEG LIEE AUX PROJETS DE COMPTAGE EVOLUE 57	
6.	STRUCTURE DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	58
7.	REGLES TARIFAIRES APPLICABLES AUX NOUVELLES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL.....	59
8.	QUESTIONS	60
9.	MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE	61

1. CONTEXTE ET OBJET DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

Les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. Ainsi, 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.* »

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

1.1 Typologie des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel

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 Seolis.

1.2 Typologie des tarifs d'utilisation des réseaux des GRD de gaz naturel

Les dispositions des articles 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 en vigueur sont ainsi composés de :

- tarifs ATRD péréqués à l'intérieur de la zone de desserte des GRD concernés :
 - 1 tarif ATRD5 spécifique à GRDF, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2016, en application de la délibération de la CRE du 10 mars 2016 ;
 - 9 tarifs ATRD4 spécifiques pour les 9 ELD ayant présenté des comptes dissociés (Régaz-Bordeaux, Réseau GDS, GEG, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau, Sorégies), entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2013 à l'exception du tarif de Sorégies, entré en vigueur au 1^{er} juillet 2014, en application respectivement des délibérations de la CRE du 25 avril 2013 et du 22 mai 2014 ;
 - 1 tarif ATRD4 commun pour les ELD ne produisant pas de comptes dissociés, entré lui aussi en vigueur le 1^{er} juillet 2013, en application de la délibération de la CRE du 25 avril 2013 ;
- tarifs non péréqués pour les nouvelles délégations de service public de distribution publique de gaz naturel : au 1^{er} juillet 2017, il existe 154 tarifs définis par des arrêtés approuvant les propositions tarifaires de la CRE ou, depuis 2011, par des délibérations de la CRE portant décision sur ces tarifs.

1.3 Objet de la consultation publique

Les tarifs ATRD4 des ELD, entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2013 et conçus pour s'appliquer sur une durée d'environ quatre ans⁶ ont été maintenus au-delà du 30 juin 2017. En conséquence, les nouveaux tarifs ATRD5 des ELD s'appliqueraient à partir du 1^{er} juillet 2018.

Dans le cadre des travaux pour établir le tarif ATRD5 de GRDF, la CRE a mené une consultation publique en novembre 2015 portant notamment sur le cadre de régulation général des prochains tarifs ATRD5 de distribution de gaz naturel. La présente consultation publique porte sur le cadre de régulation spécifique, le niveau et la structure des prochains tarifs ATRD5 des ELD.

Les ELD ont fait parvenir à la CRE en novembre 2016 leur demande tarifaire pour les tarifs ATRD5. La CRE a demandé aux ELD une mise à jour de leur demande en mai 2017, afin de prendre en compte les éventuelles informations nouvelles à cette date, susceptibles d'avoir des effets significatifs sur les trajectoires tarifaires précédemment transmises, à la hausse comme à la baisse.

2. BILAN DES TARIFS PEREQUES ATRD4 DES ELD

2.1 Les tarifs ATRD4 péréqués des ELD en vigueur

Les tarifs ATRD4 des ELD en vigueur ont reconduit le cadre de régulation incitative mis en place par le tarif ATRD3, qui incite les opérateurs à maîtriser leurs coûts et à améliorer leur qualité de service. Ils donnent à l'ensemble des acteurs du marché une meilleure visibilité et réduit les risques supportés par les ELD :

- une période tarifaire d'environ 4 ans à compter du 1^{er} juillet 2013 ;
- une formule d'évolution annuelle du tarif du type « IPC - X +/- k » tenant compte de l'inflation (terme « IPC⁷ »), d'un facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire différencié pour chaque ELD disposant d'un tarif spécifique (terme « X⁸ », cf. tableau ci-après) et de l'apurement du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP, terme « k ») ;
- le facteur d'évolution de la grille tarifaire correspond à une diminution ou une augmentation annuelle des charges nettes d'exploitation de l'opérateur (cf. tableau ci-après) ;
- la conservation par les opérateurs de l'intégralité des gains et des pertes réalisés par rapport à ces trajectoires de charges nettes d'exploitation ;
- un mécanisme de CRCP couvrant notamment le risque volume (notamment aléa climatique) et les écarts liés aux charges de capital (investissements) ;
- un mécanisme d'incitation financière pour améliorer la qualité de service ;
- pour Régaz-Bordeaux et Réseau GDS, l'introduction d'un mécanisme incitant à maîtriser les coûts de leurs programmes d'investissement, hors investissements relatifs à la sécurité et à la cartographie, et, pour les sept autres ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique, un suivi d'indicateurs quantitatifs relatifs à leurs dépenses d'investissement ;
- l'introduction d'un mécanisme de régulation incitant les opérateurs à atteindre les objectifs associés aux actions de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz (dit « mécanisme d'incitation à l'atteinte des objectifs liés aux actions de promotion de l'usage du gaz ») ;
- l'introduction d'une clause de rendez-vous au bout de deux ans permettant d'ajuster, sous conditions, à la hausse ou à la baisse, la trajectoire des charges nettes d'exploitation des ELD sur les années 2015 et 2016.

Pour les tarifs ATRD4, le taux de rémunération réel avant impôt a été ramené de 6,75 % à 6,0 %.

⁶ Le tarif ATRD4 actuel de Sorégies est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2014 et a été conçu pour s'appliquer sur une durée d'environ 3 ans.

⁷ IPC : variation annuelle moyenne, constatée sur l'année calendaire précédente, 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).

⁸ X : facteur d'évolution annuel : déterminé pour chaque ELD en fonction de ses charges de capital, de ses charges d'exploitation, de ses volumes et d'un objectif de productivité sur ses charges d'exploitation.

ELD	Evolution annuelle de la grille tarifaire à compter du 1 ^{er} juillet 2014 (IPC - X)	Pourcentage annuel de variation des charges nettes d'exploitation correspondant
Régaz-Bordeaux	IPC - 1,11 %	IPC - 0,07 %
Réseau GDS	IPC + 0,99 %	IPC - 0,08 %
GEG	IPC + 2,86 %	IPC + 1,34 %
Vialis	IPC - 0,77 %	IPC - 0,35 %
Gedia	IPC + 0,21 %	IPC - 0,61 %
Caléo	IPC - 0,36 %	IPC + 0,27 %
Gaz de Barr	IPC + 0,94 %	IPC + 1,69 %
Veolia Eau	IPC + 1,10 %	IPC - 0,06 %
Sorégies	IPC + 3,00 % ⁹	IPC - 1,01 %
ELD au tarif commun	IPC + 0,26 %	NA

2.2 Bilan des tarifs ATRD4 des ELD

Le bilan des tarifs ATRD4 des ELD s'appuie sur :

- un audit externe des charges et des produits d'exploitation des ELD ;
- les analyses propres de la CRE.

L'étude externe est publiée par la CRE en même temps que la présente consultation publique.

Evolution d'ensemble

Les tarifs ATRD4 des ELD ont évolué au 1^{er} juillet de chaque année suivant les formules d'évolution susmentionnées. Les évolutions annuelles successives depuis le 1^{er} juillet 2013 ont été les suivantes :

ELD	Evolutions annuelles des tarifs ATRD4					Hausse cumulée sur la période 2012-2017
	au 1 ^{er} juillet 2013	au 1 ^{er} juillet 2014	au 1 ^{er} juillet 2015	au 1 ^{er} juillet 2016	au 1 ^{er} juillet 2017	
Régaz-Bordeaux	+ 6,4 %	- 1,63 %	+ 1,30 %	+ 0,92 %	- 0,41 %	6,6 %
Réseau GDS	+ 12,7 %	- 0,27 %	+ 3,40 %	+ 3,02 %	+ 3,18 %	23,5 %
GEG	+ 7,2 %	+ 1,60 %	+ 4,95 %	+ 4,10 %	+ 1,17 %	20,4 %
Vialis	+ 8,1 %	- 1,26 %	+ 1,64 %	+ 1,26 %	+ 1,42 %	11,4 %
Gedia	+ 8,5 %	- 1,05 %	+ 2,62 %	+ 2,24 %	- 1,60 %	10,8 %
Caléo	+ 13,2 %	- 1,62 %	+ 2,05 %	+ 1,67 %	+ 1,83 %	17,7 %
Gaz de Barr	+ 7,1 %	- 0,32 %	+ 3,35 %	+ 2,97 %	- 0,87 %	12,6 %
Veolia Eau	- 24,9 %	+ 0,76 %	+ 3,51 %	+ 3,13 %	- 0,71 %	-19,8 %
Sorégies	NA	NA	+ 5,41 %	+ 5,03 %	+ 5,19 %	42,7 %
ELD au tarif commun	+ 1,6 %	- 1,00 %	+ 2,67 %	+ 2,29 %	- 0,22 %	5,4 %

La CRE estime que les mécanismes mis en place par le tarif ATRD4 ont rempli les objectifs qui leur étaient assignés :

- les calculs de CRCP, à l'occasion de ces évolutions tarifaires, ont été réalisés chaque année dans les temps et sans difficulté dans la mesure où les règles de calcul et les différents postes du CRCP étaient clairement définis dans les règles tarifaires ;

⁹ A compter du 1^{er} juillet 2015 pour Sorégies dont le tarif ATRD4 spécifique est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2014.

- le plafonnement à +/- 2 % pour le coefficient k résultant de l'apurement des soldes de CRCP a permis de lisser les évolutions tarifaires annuelles ;
- la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux des ELD s'est améliorée sur la période tarifaire, notamment dans les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché. La plupart des objectifs fixés par les tarifs ont été atteints, voire dépassés ;
- pour les années 2013 et 2014, le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement de Régaz-Bordeaux n'a pas donné lieu au versement de bonus tandis que celui de Réseau GDS a donné lieu au versement d'un bonus de 9 k€. Les indicateurs quantitatifs de suivi par les ELD ayant disposé d'un tarif ATRD spécifique dans le cadre prévu par le tarif ATRD4 sont toutefois insuffisants pour s'assurer que la baisse des investissements ne se fait pas au détriment de la réalisation des volumes prévus d'investissements ;
- les objectifs de développement en termes de nombre de nouveaux logements chauffés au gaz et de nouveaux clients tertiaires / industries ont été atteints ;
- aucune clause de rendez-vous n'a été activée.

Charges d'exploitation

Sur la période ATRD4, le bilan des charges d'exploitation est le suivant :

Charges nettes d'exploitation (k€courants)		2013	2014	2015	2016*	Moyenne
Régaz-Bordeaux	Couvertes par le tarif ATRD4	28 723	29 199	28 785	28 951	28 914
	Réalisées	27 190	26 917	26 940	27 121	27 042
	Ecart	-1 533	-2 281	-1 845	-1 830	-1 872
	Ecart en %	-5,3%	-7,8%	-6,4%	-6,3%	-6,5%
Réseau GDS	Couvertes par le tarif ATRD4	22 645	22 688	22 846		22 726
	Réalisées	19 968	19 955	20 053		19 992
	Ecart	-2 676	-2 733	-2 792		-2 734
	Ecart en %	-11,8%	-12,0%	-12,2%		-12,0%
GEG	Couvertes par le tarif ATRD4	6 906	7 108	7 223		7 079
	Réalisées	7 487	6 823	7 329		7 213
	Ecart	581	-285	106		134
	Ecart en %	8,4%	-4,0%	1,5%		1,9%
Vialis	Couvertes par le tarif ATRD4	4 250	4 232	4 242		4 241
	Réalisées	4 519	4 238	4 092		4 283
	Ecart	270	6	-150		42
	Ecart en %	6,3%	0,1%	-3,5%		1,0%
Gedia	Couvertes par le tarif ATRD4	2 417	2 414	2 414		2 415
	Réalisées	2 209	2 411	2 636		2 419
	Ecart	-208	-3	222		4
	Ecart en %	-8,6%	-0,1%	9,2%		0,1%
Caléo	Couvertes par le tarif ATRD4	1 497	1 532	1 500		1 510
	Réalisées	1 260	1 283	1 184		1 242
	Ecart	-237	-249	-316		-267
	Ecart en %	-15,8%	-16,3%	-21,1%		-17,7%

Gaz de Barr	Couvertes par le tarif ATRD4	2 523	2 596	2 655	2 652	2 607
	Réalisées	2 266	2 313	2 391	2 379	2 337
	Ecart	-257	-283	-264	-273	-269
	Ecart en %	-10,2%	-10,9%	-9,9%	-10,3%	-10,3%
Veolia Eau	Couvertes par le tarif ATRD4	1 509	1 557	1 505		1 524
	Réalisées	1 863	1 919	1 830		1 871
	Ecart	354	363	325		347
	Ecart en %	23,4%	23,3%	21,6%		22,8%
Sorégies	Couvertes par le tarif ATRD4	N/A	346	371		358
	Réalisées	N/A	145	393		269
	Ecart	N/A	-200	22		-89
	Ecart en %	N/A	-57,9%	6,0%		-24,9%

NB : les données de charges nettes d'exploitation couvertes par les tarifs ATRD4 correspondent aux charges nettes indiquées dans la délibération tarifaire recalées avec l'inflation constatée utilisée pour l'évolution annuelle des tarifs.

* Seules Régaz-Bordeaux et Gaz de Barr ont produit des comptes définitifs pour l'année 2016.

Pour 5 ELD, les charges d'exploitation réalisées ont été nettement inférieures aux charges d'exploitation couvertes par les tarifs : Régaz-Bordeaux, Réseau GDS, Caléo, Gaz de Barr et Sorégies.

Pour 3 ELD, les charges d'exploitation réalisées ont été légèrement supérieures aux charges d'exploitation couvertes par les tarifs : GEG, Vialis, Gedia, l'écart étant quasiment nul pour cette dernière ELD.

Pour Veolia Eau, les charges d'exploitation réalisées ont été nettement supérieures aux charges d'exploitation couvertes par les tarifs (voir paragraphe 4.2.4).

Investissements

Le bilan des investissements entre les dépenses prévisionnelles prises en compte pour établir les tarifs ATRD4 et les dépenses réalisées est le suivant :

Investissements (k€ _{courants})		2013	2014	2015	2016	Moyenne
Régaz-Bordeaux	Prévues par le tarif ATRD4	15,0	13,4	14,0	14,1	14,12
	Réalisées	17,2	14,5	15,4	16,2	15,83
	Ecart	15%	8%	10%	15%	12%
Réseau GDS	Prévues par le tarif ATRD4	8,6	9,1	8,1	8,2	8,50
	Réalisées	7,0	9,0	8,5	8,7	8,29
	Ecart	-18%	-1%	5%	5%	-2%
GEG	Prévues par le tarif ATRD4	2,7	1,1	0,9	1,0	1,40
	Réalisées	1,2	1,7	1,6	1,1	1,40
	Ecart	-55%	56%	82%	15%	0%
Vialis	Prévues par le tarif ATRD4	2,1	1,8	2,0	1,7	1,86
	Réalisées	1,9	2,0	3,0	2,2	2,28
	Ecart	-8%	14%	51%	33%	22%
Gedia	Prévues par le tarif ATRD4	0,7	0,7	0,7	0,6	0,66
	Réalisées	0,4	0,4	0,7	0,4	0,45
	Ecart	-45%	-44%	-3%	-34%	-31%
Caléo	Prévues par le tarif ATRD4	0,7	0,6	0,7	0,7	0,69

	Réalisées	0,8	0,7	0,6	0,5	0,63
	Ecart	1%	11%	-13%	-35%	-9%
Gaz de Barr	Prévues par le tarif ATRD4	1,1	2,4	1,3	1,3	1,51
	Réalisées	1,3	0,9	2,4	2,3	1,71
	Ecart	14%	-62%	90%	73%	13%
Veolia Eau	Prévues par le tarif ATRD4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,40
	Réalisées	0,2	0,9	0,4	0,3	0,47
	Ecart	-35%	141%	0%	-32%	16%
Sorégies	Prévues par le tarif ATRD4	N.A.	0,5	0,4	0,4	0,39
	Réalisées	N.A.	2,1	1,9	1,0	1,66
	Ecart	N.A.	360%	437%	173%	325%

Le bilan des charges de capital prévisionnelles prises en compte pour établir les tarifs ATRD4 et les charges de capital réalisées est le suivant :

Charges de capital normatives (M€ courants)		2013	2014	2015	2016	Moyenne
Régaz-Bordeaux	Prévues par le tarif ATRD4	33,85	33,67	33,31	32,96	33,45
	Réalisées	33,42	32,90	32,42	31,75	32,62
	Ecart	-1%	-2%	-3%	-4%	-2%
Réseau GDS	Prévues par le tarif ATRD4	24,43	25,19	25,68	26,00	25,33
	Réalisées	24,06	24,31	24,36	24,32	24,26
	Ecart	-1%	-3%	-5%	-6%	-4%
GEG	Prévues par le tarif ATRD4	3,69	3,79	3,79	3,79	3,77
	Réalisées	3,61	3,62	3,59	3,55	3,59
	Ecart	-2%	-5%	-5%	-6%	-5%
Vialis	Prévues par le tarif ATRD4	5,24	5,34	5,50	5,67	5,44
	Réalisées	5,11	5,11	5,22	5,45	5,22
	Ecart	-3%	-4%	-5%	-4%	-4%
Gedia	Prévues par le tarif ATRD4	2,70	2,74	2,77	2,78	2,75
	Réalisées	2,61	2,59	2,56	2,56	2,58
	Ecart	-3%	-5%	-7%	-8%	-6%
Caléo	Prévues par le tarif ATRD4	1,82	1,86	1,90	1,93	1,88
	Réalisées	1,62	1,64	1,66	1,49	1,60
	Ecart	-11%	-12%	-13%	-23%	-15%
Gaz de Barr	Prévues par le tarif ATRD4	2,87	3,00	3,10	3,15	3,03
	Réalisées	2,87	2,91	2,86	2,96	2,90
	Ecart	0%	-3%	-8%	-6%	-4%
Veolia Eau	Prévues par le tarif ATRD4	1,27	1,28	1,28	1,29	1,28
	Réalisées	1,28	1,31	1,31	1,29	1,30
	Ecart	1%	2%	2%	0%	1%
Sorégies	Prévues par le tarif ATRD4	N.A.	2,54	2,54	2,57	2,55
	Réalisées	N.A.	1,33	2,76	2,80	2,30
	Ecart	N.A.	-47%	9%	9%	-10%

Pour la majorité des ELD, les charges de capital réalisées se sont avérées inférieures aux charges de capital prévisionnelles en raison principalement d'une inflation réalisée plus faible que prévue.

Quantités de gaz distribuées / Consommateurs desservis

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	40 998
	Ecart (%)	1,5%	2,2%	4,8%	5,9%
Vialis	Pris en compte par le tarif ATRD4	31 229	31 432	31 635	31 838
	Réellement desservis	30 697	30 669	30 489	31 838
	Ecart	-1,7%	-2,4%	-3,6%	0,0%
Gedia	Pris en compte par le tarif ATRD4	13 185	13 178	13 172	13 168
	Réellement desservis	13 364	13 362	13 263	13 257
	Ecart	1,4%	1,4%	0,7%	0,7%
Caléo	Pris en compte par le tarif ATRD4	11 737	11 804	11 871	11 938
	Réellement desservis	10 230	10 232	10 234	10 274
	Ecart	-12,8%	-13,3%	-13,8%	-13,9%
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	11 785
	Ecart	0,1%	0,9%	1,4%	1,5%
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	7 862
	Ecart	1,9%	2,1%	2,4%	2,3%
Sorégies	Pris en compte par le tarif ATRD4	5 931	6 200	6 325	6 493
	Réellement desservis	6 193	6 435	6 818	7 179
	Ecart	4,4%	3,8%	7,8%	10,6%

Le bilan des quantités de gaz acheminées est le suivant :

Quantités de gaz acheminées (GWh)		2013	2014	2015	2016
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 TP, qui ne donnent pas lieu à des recettes d'acheminement car les tarifs ne comprennent pas de terme proportionnel aux quantités livrées pour cette option tarifaire.

Les écarts du nombre de consommateurs desservis et des quantités de gaz distribuées par rapport aux hypothèses prises en compte pour établir le tarif 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. 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.

Les écarts sur les quantités de gaz acheminées sont la contribution principale au solde des CRCP des ELD, expliquant des CRCP successifs importants pour certaines ELD et donc un solde de CRCP du tarif ATRD4 significatif à apurer sur le tarif ATRD5.

Conclusion du bilan des tarifs ATRD4 des ELD

Compte tenu de ce retour d'expérience, la CRE estime que les tarifs ATRD4 ont rempli les objectifs fixés lors de leur élaboration :

- une bonne visibilité sur les trajectoires des tarifs a été apportée à l'ensemble des acteurs de marché en cohérence avec les trajectoires d'évolution prévues ;
- les opérateurs ont été protégés contre l'inflation et le risque volume ;
- les opérateurs ont pu réaliser des gains de productivité sur la période 2012-2014, dont les consommateurs bénéficieront sur les périodes tarifaires suivantes ;
- les opérateurs ont pu réaliser les investissements nécessaires ;
- les mécanismes de régulation incitative mis en place fonctionnent globalement bien et ont permis une amélioration de la qualité de service.

Q1 : Quel est votre retour d'expérience sur les tarifs ATRD4 des ELD et les conditions d'utilisation actuelles des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD, entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2013 à l'exception du tarif de Sorégies, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2014 ? Partagez-vous les analyses de la CRE sur le bilan des tarifs ATRD4 des ELD ?

3. CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LES PROCHAINS 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, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité. »

La CRE estime que le bilan de la mise en place de la régulation incitative, après plus de 4 ans de fonctionnement, est positif (voir paragraphe 2.2). La CRE envisage donc de reconduire les principes du cadre de régulation en vigueur 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 des réseaux.

Des points d'amélioration ont été toutefois identifiés sur la base du retour d'expérience des tarifs en vigueur et des travaux menés dans le cadre de la définition du tarif ATRD5 de GRDF. En conséquence, la CRE envisage de faire évoluer le cadre existant, notamment en mettant en place des mécanismes similaires à ceux introduits par le tarif ATRD5 de GRDF, de manière adaptée à la situation des ELD.

Le cadre de régulation des tarifs ATRD5 des ELD serait ainsi fondé sur les principes suivants :

- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1^{er} juillet 2018, avec une évolution au 1^{er} juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des coûts portant, d'une part, sur les charges d'exploitation de l'opérateur et, d'autre part, sur les dépenses d'investissement, avec un suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux et une régulation incitative des charges de capital dites « hors réseaux » ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service, au développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau 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 provisionnels pris en compte pour établir les tarifs des ELD ;
- 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 pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation de l'opérateur sur les années 2020 et 2021.

Ce cadre de régulation a pour objectif de donner à l'ensemble des acteurs du marché une bonne visibilité sur l'évolution des tarifs des 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 des conséquences éventuelles d'évolutions réglementaires sur les deux dernières années de la période tarifaire.

3.1 Entrée en vigueur et durée des tarifs

Les ELD considèrent la durée de 4 ans retenue pour leurs tarifs ATRD4 comme satisfaisante. Toutefois, elles demandent que leurs tarifs ATRD5 s'appliquent jusqu'au 30 juin 2020, soit pour une durée de 2 ans, afin de faire coïncider l'élaboration de leurs tarifs ATRD6 avec celui de GRDF. Les ELD rappellent leur demande d'être associées aux travaux tarifaires de GRDF dont les principes de régulation leur sont en général appliqués.

Dans le cadre des travaux tarifaires ATRD5 de GRDF, des réunions ont été organisées entre la CRE et les ELD, qui ont eu l'opportunité de s'exprimer sur les orientations envisagées lors d'une audition devant le Collège et via leur réponse à la consultation publique de la CRE sur le tarif ATRD5 de GRDF.

La CRE estime qu'une durée de 2 ans limiterait la visibilité et la stabilité des tarifs des ELD et réduirait très significativement l'incitation à la performance des mécanismes de régulation incitative, notamment pour les charges d'exploitation.

A ce stade, la CRE envisage, comme pour le tarif ATRD5 de GRDF, de maintenir la durée d'application des tarifs des ELD à environ 4 ans, à compter du 1^{er} juillet 2018, avec une évolution au 1^{er} juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies.

Q2 : Etes-vous favorable au maintien d'une durée de quatre ans environ pour les prochains tarifs des ELD ?

Si vous ne considérez pas cette durée comme pertinente, quelle serait, selon vous, la durée la plus pertinente ? Quelles conditions devraient accompagner cette évolution de la durée ?

3.2 Régulation incitative des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements des ELD disposant d'un tarif spécifique

3.2.1 Les charges nettes d'exploitation

La CRE envisage, à ce stade, de reconduire pour les tarifs ATRD5 les principes de régulation incitative des charges d'exploitation en vigueur dans les tarifs ATRD4, tout en fixant un niveau de charges initial et un objectif de productivité annuel permettant de restituer aux utilisateurs les bénéfices des efforts de productivité réalisés par les ELD au cours de la période tarifaire ATRD4.

Ainsi, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de chaque ELD sera définie sur la période 2018-2021. Elle comportera un objectif de productivité additionnel et correspondant à celui attendu d'un opérateur efficace.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par les opérateurs au-delà de l'objectif de productivité 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.

Q3 : Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme en vigueur d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation des ELD selon lequel l'opérateur conserve les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?

3.2.2 Les dépenses d'investissement

Dans le cadre tarifaire en vigueur, 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 des dépenses d'investissements est donc limitée. A l'inverse, la majorité des charges d'exploitation n'entrent pas dans le périmètre du CRCP et font donc l'objet d'une forte incitation. Cette dissymétrie des cadres de régulation peut introduire une distorsion dans les choix de l'opérateur entre des solutions impliquant des investissements et celles impliquant des charges d'exploitation lorsqu'elles sont substituables.

La CRE envisage de mettre en œuvre un mécanisme de régulation incitative sur certains investissements « hors réseaux » et de mettre en œuvre un suivi sur les coûts unitaires de certains investissements dans les réseaux.

3.2.2.1 Régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux »

La CRE souhaite inciter les ELD à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information.

Ces postes de charges sont, par nature, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation. La CRE estime nécessaire, à ce stade, que les charges de capital et les charges d'exploitation relatives à ces postes fassent l'objet des mêmes incitations financières.

Le mécanisme envisagé consisterait à définir pour la période tarifaire ATRD5 la trajectoire d'évolution de ces charges de capital, qui seraient alors exclues du périmètre du CRCP. Les gains (ou les pertes) qui pourraient être réalisés seraient donc conservés à 100 % par l'opérateur.

En incitant ces charges de capital au même titre que les charges d'exploitation, la CRE souhaite encourager les opérateurs à optimiser globalement l'ensemble de ses charges, au bénéfice des utilisateurs des réseaux.

En outre, la CRE envisage de mener une analyse ex post 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.

Le périmètre exact des actifs concernés par ce mécanisme de régulation pourrait être adapté par rapport au périmètre retenu dans le cas de GRDF afin de l'adapter à la situation des ELD.

Les trajectoires prévisionnelles pour ce mécanisme de régulation incitative ne sont pas encore connues avec précision. A titre d'information, les charges de capital prévisionnelles pour le tarif ATRD5 de GRDF étaient de 1 637,6 M€ dont 118,6 M€ étaient concernées par ce mécanisme de régulation incitative.

Lors de leur audition devant le collège de la CRE le 15 juin 2017, les ELD ont indiqué qu'elles n'étaient pas favorables à la mise en place d'un tel mécanisme qu'elles considèrent complexe à mettre en œuvre.

Q4 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors-réseaux » ?

3.2.2.2 Mécanisme de suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux

Afin de s'assurer de la maîtrise des coûts des programmes d'investissement, hors investissements relatifs à la sécurité et à la cartographie, le tarif ATRD4 de GRDF a introduit un mécanisme incitant à maîtriser ces coûts au 1^{er} juillet 2012. Ce mécanisme avait été adapté pour Régaz-Bordeaux et Réseau GDS (fréquence de publication et de calcul des incitations financières). En outre, pour les sept autres ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique, un suivi d'indicateurs quantitatifs relatifs à leurs dépenses d'investissement avait été mise en œuvre à cet effet.

Dans le cadre du tarif ATRD5 de GRDF, entré en vigueur au 1^{er} juillet 2016, la CRE a souligné que les indicateurs quantitatifs de suivi transmis dans le cadre prévu par le tarif ATRD4 ont été insuffisants pour s'assurer que la baisse constatée du montant des investissements ne s'était pas faite au détriment de la réalisation des volumes prévus d'investissements. En conséquence, la CRE a remplacé ce mécanisme par un mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux. Ce mécanisme permet d'inciter GRDF à maîtriser ses coûts unitaires d'investissement, sans remettre en cause le volume des investissements réalisés.

Pour les ELD disposant d'un tarif spécifique, la CRE envisage de mettre en œuvre un suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux similaire à celui de GRDF et adapté à la taille et aux contraintes de ces ELD. En revanche, contrairement à ce qui a été défini pour GRDF, la CRE n'envisage pas d'inciter financièrement ces ELD à la maîtrise des coûts unitaires des investissements dans les réseaux sur la période ATRD5.

Le suivi envisagé par la CRE a pour objectif d'apprécier chaque année l'efficacité des investissements dans les réseaux réalisés par chaque 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 concernerait exclusivement les ouvrages de réseaux et les actifs concernés par le mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » en seraient donc par définition exclus.

Les ouvrages de réseaux seraient regroupés en catégories définissant différentes natures d'ouvrages, afin de disposer de catégorie d'ouvrages ayant un coût unitaire relativement homogène et stable. Pour chaque année de la période ATRD5, le suivi envisagé consisterait 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) ;
- d'un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires (identique pour toutes les catégories d'ouvrages d'une même ELD).

Ces paramètres permettent d'évaluer de façon satisfaisante la valeur totale de chaque catégorie d'ouvrages. Si la valeur de chaque investissement pris isolément dépend de nombreux facteurs et présente une forte variabilité, l'influence des facteurs autres que le type d'investissement, la longueur ou le nombre d'unités mis en service, ou le nombre de chantier, se compense en grande partie.

Le suivi envisagé par la CRE serait donc simplifié par rapport au mécanisme de régulation incitative mise en œuvre pour GRDF ce qui répondrait à la demande des ELD de mise en place d'indicateurs simples et adaptés à leur taille.

Les investissements concernés sont intégrés dans la base d'actifs régulés (BAR) des ELD à hauteur de leur valeur réelle, sous réserve des contrôles que la CRE pourrait mener sur le caractère efficace et prudent des coûts engagés. Les charges de capital liées à ces investissements sont couvertes sur la base de leur valeur effective.

Q5 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme de suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage des ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique ? Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE ?

3.3 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^{er} 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^{er} 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 indicateurs de qualité de service suivis par les ELD sont définis dans les délibérations de la CRE portant sur les tarifs ATRD ou *ad hoc*¹⁰. 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^{er} juillet 2016, la CRE a fait évoluer le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service de GRDF. Cette évolution vise à la fois à améliorer le suivi de la qualité de service, assurer une stabilité du système incitatif afin d'offrir une meilleure visibilité à l'opérateur et aux acteurs de marché, et simplifier le mécanisme d'attribution des incitations financières.

La CRE envisage de reconduire le mécanisme de suivi de la qualité de service des ELD, 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, selon les modalités décrites ci-après.

La liste des indicateurs envisagés pour les tarifs ATRD5 des ELD figure en annexe du présent document.

Evolution de la fréquence de calcul et de remontée des valeurs des indicateurs à la CRE

Les tarifs ATRD4 des ELD définissent pour chaque indicateur et chaque ELD la fréquence à laquelle le calcul des indicateurs et de transmission de ces valeurs à la CRE doit être effectué. Cette fréquence est proportionnée à la taille de l'ELD, allant de mensuelle pour les ELD disposant d'un grand nombre de consommateurs raccordés à semestrielle pour les ELD de plus petite taille.

Les ELD indiquent que la production de ces indicateurs mobilise des ressources importantes au sein de leurs structures et demandent à ce que la fréquence de calcul et de remontée à la CRE de ces indicateurs soit adaptée en conséquence.

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 envisage :

- d'une part, de diminuer la fréquence de remontée des valeurs des indicateurs à la CRE : les ELD transmettraient les résultats des indicateurs une fois par an seulement ;
- et, d'autre part, de modifier la fréquence de calcul des indicateurs : les ELD calculeraient les résultats des indicateurs à une maille trimestrielle¹¹.

Q6 : Êtes-vous favorable à l'évolution de la fréquence de calcul et de remontée des valeurs des indicateurs à

¹⁰ Proposition tarifaire de la CRE du 2 avril 2009 relative à l'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel et délibérations de la CRE du 29 avril 2010 portant proposition tarifaire modificative pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel, 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 et du 22 mai 2014 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de Sorégies.

¹¹ Hors indicateur relatif aux taux de disponibilité du portail fournisseur qui continuera d'être calculé à une maille hebdomadaire.

la CRE proposée ?

Evolution du périmètre des indicateurs

Pour les tarifs ATRD5, les ELD disposant d'un tarif spécifique demandent que le nombre d'indicateurs ne soit pas augmenté, elles proposent également la suppression ou la modification de certains indicateurs.

Toujours dans le but d'alléger le mécanisme de suivi des indicateurs de qualité de service, la CRE envisage de supprimer le suivi de certains indicateurs dans le cadre des tarifs ATRD5. Parmi ces indicateurs, figurent des indicateurs qui sont 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 CRE envisage de supprimer le suivi de l'indicateur « *Délai moyen de réalisation d'un changement de fournisseur* ». Le délai de réalisation d'un changement de fournisseur est déjà mis sous contrôle au travers de l'indicateur « *Taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais demandés* » suivi par toutes les ELD disposant d'un tarif spécifique.

Concernant les indicateurs relatifs au nombre de réclamations reçues par le GRD, la CRE envisage de les simplifier en supprimant la distinction par nature de réclamations. Les ELD disposant d'un tarif spécifique suivraient les indicateurs « *Nombre total de réclamations de consommateurs finals* » et « *Nombre total de réclamations de fournisseurs* ».

Enfin, pour les ELD utilisant un système de profilage total, la CRE envisage de mettre en place un indicateur de suivi des comptes d'écart distribution¹² (CED).

Q7 : Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés ?

Evolutions du mécanisme d'attribution des bonus et pénalités

En cohérence avec les orientations retenues dans le tarif ATRD5 de GRDF, la CRE envisage de faire évoluer le mécanisme d'attribution des bonus et des pénalités pour les indicateurs incités financièrement.

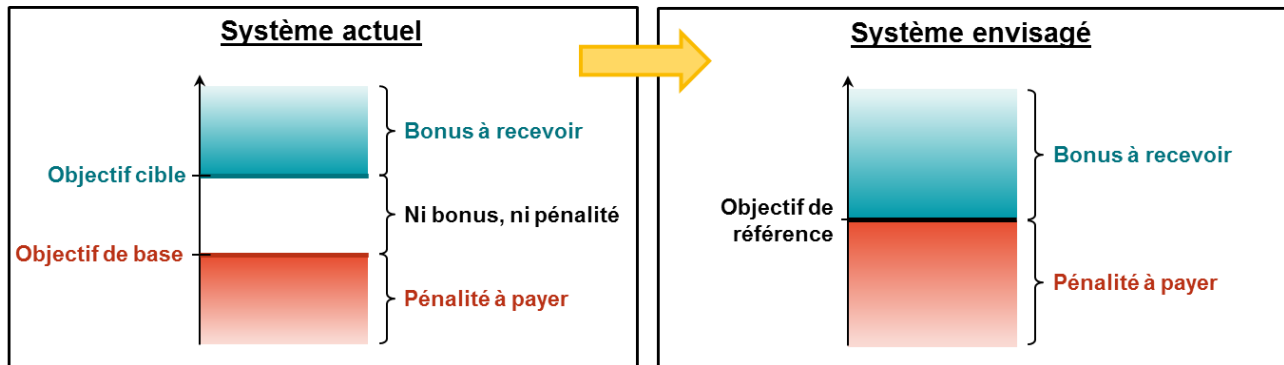
Depuis la mise en place du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, la CRE fixe pour chaque indicateur incité financièrement¹³ un objectif de base et un objectif cible identiques¹⁴ pour toutes les ELD. L'opérateur perçoit un bonus lorsque la valeur de l'indicateur dépasse l'objectif cible et paye une pénalité lorsque la valeur de l'indicateur n'atteint pas l'objectif de base. Lorsque la valeur de l'indicateur se situe entre l'objectif de base et l'objectif cible, l'opérateur se situe dans une zone neutre au regard des incitations financières puisqu'il ne perçoit ni bonus, ni pénalité. Les niveaux des incitations financières étaient, quant à eux, proportionnés à la taille de l'ELD.

La CRE envisage de fixer un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur paierait une pénalité et au-dessus duquel il percevrait un bonus. Ce système, plus simple, permettrait à l'opérateur de rester mobilisé pour accroître sa performance quel que soit le niveau de performance atteint. L'objectif de référence serait identique pour l'ensemble des ELD et serait fondé sur la moyenne pondérée des performances des ELD sur les deux années précédentes.

¹² 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 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.

¹³ A l'exception des indicateurs de nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD, de taux de réponse aux réclamations fournisseurs dans les délais et de taux de réponse aux réclamations de clients finals dans les délais pour lesquels seul un objectif cible est défini.

¹⁴ Hors indicateur relatif au taux de disponibilité du portail fournisseurs.



Par ailleurs, la CRE envisage, pour chacun des indicateurs incités financièrement, de déterminer des valeurs « plancher » correspondant aux valeurs minimales du montant de l'incitation financière. Ces valeurs seront fixées en s'assurant que celles-ci correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Q8 : Êtes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'attribution des bonus et des pénalités, c'est-à-dire à la fixation d'un unique objectif de référence fondé sur la moyenne pondérée des performances des ELD sur les deux années précédentes et de valeurs « plancher » pour les indicateurs incités financièrement ?

Evolution du mécanisme d'ajustement des incitations en cours de période tarifaire

En cohérence avec les orientations retenues dans le tarif ATRD5 de GRDF, la CRE envisage de modifier les possibilités d'ajustement du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service en cours de période tarifaire.

A compter de l'entrée en vigueur des tarifs ATRD5, la CRE envisage de fixer 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 comme cela a été mis en œuvre pour GRDF. Cela permettra d'assurer une continuité du système incitatif et d'offrir une meilleure visibilité à l'opérateur et aux acteurs de marché.

En revanche, la CRE garderait la possibilité de modifier annuellement les indicateurs récemment mis en place ou ceux qui peuvent être sujets à de fortes variations. Elle garderait 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.

Q9 : Êtes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'ajustement des paramètres de la régulation incitative de la qualité de service en cours de période tarifaire ?

3.4 Régulation incitative pour le développement d'un portail fournisseur

Actuellement, seules cinq ELD¹⁵ 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 territoires des ELD.

En conséquence, la CRE envisage de mettre en place un mécanisme incitatif à la mise en place d'un portail fournisseur pour les quatre ELD qui n'en disposent pas encore¹⁶. Ce mécanisme serait 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 pé-

¹⁵ Régaz-Bordeaux, Réseau GDS, GEG, Vialis et Sorégies.

¹⁶ Gedia, Caléo, Gaz de Barr et Veolia Eau.

riode tarifaire est nécessaire pour développer un système d'information de type portail fournisseur. Afin d'inciter les ELD à se regrouper pour développer un tel portail, la CRE envisage de répartir ce budget entre Gedia, Caléo, Gaz de Barr et Veolia Eau au *pro rata* du nombre de consommateurs desservis par chaque ELD de la manière suivante :

	Gedia	Caléo	Gaz de Barr	Veolia Eau
CNE relatives au développement d'un portail fournisseur	61 k€/an	48 k€/an	55 k€/an	36 k€/an

La couverture de ce budget par le tarif ATRD de ces 4 ELD serait 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 seraient 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 envisagé pour les ELD qui disposent déjà d'un portail fournisseur (99,5 % par an) ;
- un niveau d'incitation financière asymétrique qui permettrait 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 110 % du budget total de charges nettes d'exploitation relatif au développement d'un portail fournisseur.

La description de cet indicateur figure en annexe du présent document.

Q10 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'un mécanisme incitant les ELD à développer un portail à destination des fournisseurs ?

3.5 Régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel

Les tarifs ATRD3 et ATRD4 couvraient les dépenses des ELD relatives aux actions visant à développer le nombre d'utilisateurs des réseaux de distribution de gaz naturel, qu'elles entendent continuer à mener au cours de la prochaine période tarifaire. Comme pour le tarif ATRD5 de GDRF, 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 CRE envisage donc de mettre en place un nouveau cadre de régulation qui incite pleinement les ELD sur le résultat obtenu et, en conséquence, de ne couvrir aucun budget propre au développement dans les charges d'exploitation des ELD. En revanche, le revenu autorisé de chaque ELD présenté dans la consultation publique comprendrait un montant au titre du mécanisme de régulation incitative.

Les actions de développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz poursuivent l'objectif de favoriser le raccordement de nouveaux consommateurs et d'inciter les consommateurs déjà utilisateurs du réseau 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 d'utilisateurs du réseau 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) 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, aux souscriptions, aux raccordements au réseau (participations de tiers) et des charges d'exploitation sont conservées par l'ELD et ne modifient pas le tarif au cours de la période tarifaire.

La CRE envisage d'intégrer au CRCP les recettes liées aux raccordements (participations de tiers, voir paragraphe 3.8 Compte de régularisation des charges et des produits). En conséquence, les évolutions de ces recettes ne seraient désormais plus conservées par l'ELD mais seraient restituées aux consommateurs.

Ainsi, la part des recettes nettes conservée par l'ELD constitue 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 CRE envisage donc d'inciter les ELD à accroître le nombre de consommateurs raccordés au réseau de distribution via l'attribution d'un bonus par consommateur supplémentaire.

Les bonus seraient déterminés en fonction des recettes nettes générées par consommateur raccordé supplémentaire. Les bonus proposés sont fondés sur ceux pris en compte dans le tarif ATRD5 de GRDF :

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

Pour chaque ELD, un coefficient fonction de l'écart avec le tarif de GRDF et celui de l'ELD serait appliqué aux bonus de GRDF ci-dessus pour obtenir les bonus de l'ELD.

Les hypothèses du nombre de consommateurs que la CRE envisage de retenir pour le tarif ATRD5 (voir paragraphe 4.6.) intègrent des objectifs de développement, correspondant au nombre de consommateurs supplémentaires¹⁷ suivant, sur la période ATRD5, par rapport à une situation hypothétique où aucune action de développement ne serait entreprise :

Objectifs (en nombre de Points de Livraison supplémentaires) sur la période 2018-2021	« bas de portefeuille »	« haut de portefeuille »	TOTAL
	T1 + T2	T3 + T4	
Régaz-Bordeaux	12 071	38	12 109
Réseau GDS	5 702	79	5 781
GEG	2 175	14	2 189
Vialis	1 797	12	1 810
Gedia	756	9	765
Caléo	617	5	621
Gaz de Barr	734	6	740
Veolia Eau	452	5	457
Sorégies	476	2	478

Par conséquent, le revenu autorisé utilisé pour établir le tarif doit également prendre en compte l'incitation prévue pour les ELD au titre du raccordement de ces consommateurs.

Cette incitation prévisionnelle comprend d'une part l'incitation naturelle et d'autre part le bonus prévisionnel. Le montant de cette incitation prévisionnelle dépend de l'écart entre le tarif de l'ELD et de celui avec GRDF. A ce stade, en tenant compte des différentes hypothèses que la CRE envisage de retenir, et notamment des fourchettes hautes et basses des charges d'exploitation, les montants prévisionnels annuels au titre du développement sur la période 2018-2021 seraient les suivants :

¹⁷ Raccordement nouveau ou maintien de l'utilisation du gaz par le consommateur

Montant prévisionnel annuel au titre du développement sur la période 2018-2021 (en k€/an)	Fourchette basse			Fourchette haute		
	bonus prévisionnel	incitation naturelle	total	bonus prévisionnel	incitation naturelle	total
Régaz-Bordeaux	354,7 k€	473,5 k€	828,2 k€	362,1 k€	483,4 k€	845,5 k€
Réseau GDS	240,3 k€	319,5 k€	559,8 k€	255,8 k€	340,1 k€	595,9 k€
GEG	74,0 k€	92,9 k€	166,9 k€	77,1 k€	96,8 k€	174,0 k€
Vialis	54,5 k€	88,0 k€	142,5 k€	56,7 k€	91,5 k€	148,1 k€
Gedia	30,9 k€	45,3 k€	76,2 k€	31,7 k€	46,5 k€	78,3 k€
Caléo	16,5 k€	26,6 k€	43,1 k€	17,0 k€	27,3 k€	44,3 k€
Gaz de Barr	25,8 k€	41,6 k€	67,4 k€	27,0 k€	43,5 k€	70,5 k€
Veolia Eau	16,8 k€	23,3 k€	40,1 k€	18,3 k€	25,4 k€	43,7 k€
Sorégies	18,9 k€	34,1 k€	53,1 k€	20,5 k€	36,9 k€	57,4 k€

L'atteinte ou le dépassement des objectifs nécessitent la conduite par les ELD d'actions en faveur du raccordement, dont le choix relève de leur seule responsabilité. Les montants reçus au titre de l'incitation naturelle et du bonus contribueront à financer ces actions de développement, si les résultats espérés sont obtenus.

A l'issue de la période tarifaire, le montant du bonus qui serait octroyé à une ELD serait recalculé en fonction du nombre total de consommateurs réellement raccordés (PDL) au réseau de cette ELD et l'écart par rapport à la trajectoire retenue initialement pour le tarif ATRD5 serait pris en compte dans le solde du CRCP de fin de période ATRD5 :

- en cas de dépassement des objectifs fixés initialement, la CRE propose de ne pas plafonner le bonus atteignable par les ELD, la hausse du nombre de consommateurs permettant de diminuer le tarif ;
- en cas de non-atteinte des objectifs, la CRE propose de reprendre au maximum la totalité du bonus prévisionnel initialement versé aux ELD.

Ainsi, le cadre de régulation envisagé par la CRE pour le tarif ATRD5 repose sur les principes suivants :

- le mécanisme incite les ELD uniquement sur le résultat atteint sans s'attacher à la nature des moyens mis en œuvre, dont le choix relève de la responsabilité des ELD ;
- l'incitation prend la forme d'un bonus calculé en fonction du nombre de consommateurs effectivement raccordés à l'issue de la période ATRD5.

Q11 : Etes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitant les ELD à développer le nombre d'utilisateurs raccordés au réseau de gaz?

Q12 : Etes-vous favorable aux modalités du mécanisme d'incitation envisagé par la CRE ?

3.6 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 de secteur gazier une plus grande visibilité sur les projets menés par GRDF dans le domaine de l'innovation.

Le cadre de régulation actuel des tarifs ATRD4 des ELD ne prévoit pas pour les GRD de mécanisme incitatif particulier dans le domaine de la R&D. Les opérateurs conservent les écarts entre les dépenses prévisionnelles et les dépenses réelles. Ces dépenses faisant partie des charges d'exploitation sur lesquelles les opérateurs sont incités à la productivité, les GRD pourraient choisir de réaliser des gains de productivité au détriment de leurs projets de R&D.

La CRE souhaite s'assurer que les ELD disposent des ressources nécessaires pour mener leurs projets de R&D et que ces ressources soient utilisées efficacement.

Pour les ELD concernées, la définition d'un budget dédié à la R&D permettra d'identifier les montants consacrés à la R&D et destinés à financer des projets innovants.

Ainsi, la CRE envisage d'introduire pour les ELD dans les tarifs ATRD5 un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D y compris 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 :

- 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 GRD devra fournir un reporting 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. Ce suivi réalisé par les opérateurs inclura notamment les éléments suivants :
 - 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.

Les actions de R&D menées au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz ne seraient pas prises en compte dans ce dispositif de régulation incitative, puisqu'elles feront l'objet d'une incitation via le mécanisme de régulation du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz (voir paragraphe 3.54. Régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz).

Pour les quatre ELD ayant intégré des dépenses de R&D y compris projets « smart grids » et pré-études de projets comptage pour la période ATRD5¹⁸, la régulation incitative envisagée porterait ainsi sur la période ATRD5 sur les montants suivants :

- Régaz-Bordeaux à hauteur d'environ 35 k€ par an ;
- GEG à hauteur d'environ 15 k€ par an ;
- Vialis à hauteur d'environ 9 k€ par an ;
- Gedia à hauteur d'environ 11 k€ par an.

Q13 : Êtes-vous favorables à l'introduction pour les ELD concernées d'un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D avec un suivi en fin de période tarifaire des projets de R&D des ELD ?

3.7 Régulation incitative des pertes et différences diverses (PDD)

Les pertes et différences diverses correspondent à la différence entre les quantités livrées par les gestionnaires du réseau de transport (GRT) en entrée du réseau de distribution 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 ;

¹⁸ Les ELD suivantes 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 : Réseau GDS, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies.

- 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 la plupart des ELD sont compensées par les fournisseurs historiques. Actuellement, seules Régaz-Bordeaux et Réseau GDS compensent elles-mêmes les pertes et différences diverses sur leurs réseaux. Ces ELD sont dites « en profilage total », c'est-à-dire qu'elles calculent, comme pour GRDF :

- 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 gestionnaire de réseaux de transport (GRT) concerné qui permet de régulariser les écarts de comptage aux points d'interface transport-distribution (PITD).

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

Etant donné le caractère très variable de ce poste de pertes et différences diverses et la complexité à le maîtriser pour les ELD, la CRE envisage de prendre en compte les charges réelles via le CRCP.

Q14 : Etes-vous favorable à la prise en compte des charges de pertes et différences diverses au CRCP ?

3.8 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 de validité du tarif. Un mécanisme de correction a posteriori, le CRCP, a été introduit par le tarif ATRD3 et modifié par le tarif ATRD4, afin de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes peu prévisibles par les ELD et préalablement identifiés. Le CRCP permet également de prendre en compte les incitations financières résultant des mécanismes de régulation incitative.

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^{er} 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. Le solde du CRCP qui ne serait pas totalement apuré à l'issue de la période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période tarifaire suivante.

Le CRCP du tarif ATRD4 couvre les écarts des postes suivants :

- les charges de capital supportées par les ELD, pour lesquelles la CRE souhaite éviter une incitation au sous-investissement, sont couvertes à 100 % ;
- les revenus perçus par les ELD sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées sur le réseau de distribution sont couverts à 100 %. En effet, les quantités acheminées peuvent varier fortement en fonction notamment des conditions climatiques sur lesquelles les ELD n'ont pas d'emprise ;
- les pénalités perçues par les ELD pour les dépassements de capacités souscrites pour les clients bénéficiant des options T4 et TP, reprises 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 ;
- les revenus perçus par les ELD sur les prestations annexes en cas d'évolution des prix des prestations en cours de période tarifaire différente de celle prévue par la formule d'évolution annuelle.

Le mécanisme de CRCP a bien fonctionné au cours de la période tarifaire ATRD4. La CRE souhaite conserver les principes du mécanisme de CRCP existant. Comme pour le tarif ATRD5 de GRDF, la CRE souhaite néanmoins le faire évoluer pour :

- faire converger son mode de fonctionnement pour l'ensemble des tarifs de distribution, en gaz et en électricité ;
- pouvoir s'appuyer sur les données comptables présentées par l'opérateur ;
- s'assurer de la cohérence et du traitement symétrique des charges et recettes associées.

La CRE envisage ainsi de :

- prendre en compte l'évolution proposée du cadre de régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz, conduisant à intégrer les incitations financières calculées en fin de période (voir paragraphe 3.4) ;
- prendre en compte à 100 % les évolutions de charges générées par les impayés hors tarif réglementé de vente (TRV) (voir paragraphe 4.2.3.1) ;
- faire évoluer le poste sur les prestations annexes afin de prendre en compte les écarts de revenus générés par les prestations dont le revenu est significatif, dont les volumes de réalisation sont difficilement prévisibles et dont une part importante des coûts correspondants est générée par des dépenses d'investissement couvertes dans le CRCP. Cela concerne 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 pour les clients concernés (par exemple, les locations de compteur), pris en compte à 100 % ;
- prendre en compte à 100 % les charges réelles supportées de pertes et différences diverses (voir paragraphe 3.7) ;
- prendre en compte les incitations financières relatives aux projets de comptage évolué pour les ELD concernées.

Q15 : Etes-vous favorable à la reconduction des principes du mécanisme de CRCP existant ? Sinon, quelles seraient, selon vous, les modifications à apporter au mécanisme actuellement en vigueur ?

Q16 : Etes-vous favorable aux évolutions proposées concernant les différents postes au CRCP ?

3.9 Clause de rendez-vous

Les tarifs ATRD4 des ELD ont introduit une clause de rendez-vous activable au bout de deux ans¹⁹ après l'entrée en vigueur des tarifs, soit pour l'évolution du tarif au 1^{er} juillet 2015.

La clause de rendez-vous permettait de prendre en compte, dans les trajectoires prévisionnelles pour les années 2015 et 2016, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle dans le cas où les niveaux des charges nettes d'exploitation retenues dans les tarifs des ELD se trouvaient modifiés d'au moins 1 %. Elle n'a été activée ni par les ELD, ni par la CRE.

La CRE envisage de conserver une clause de rendez-vous pour les tarifs ATRD5, selon des critères d'activation similaires à ceux mis en place pour la clause de rendez-vous des tarifs ATRD4, et activable pour l'évolution au 1^{er} juillet 2020, soit deux ans après l'entrée en vigueur des tarifs ATRD5 des ELD.

Q17 : Etes-vous favorable au maintien d'une clause de rendez-vous pour les tarifs ATRD5 des ELD, selon des critères d'activation similaires à ceux mis en place pour la clause de rendez-vous des tarifs ATRD4 ?

3.10 Cadre de régulation incitative des ELD ne présentant pas de comptes dissociés

Les 13 ELD ne présentant pas de comptes dissociés disposent actuellement d'un tarif ATRD4 commun.

Le facteur d'évolution annuelle de la grille tarifaire qui leur est assigné, ainsi que le coefficient k, correspondent à la moyenne respectivement des facteurs d'évolution annuel des grilles tarifaire et de l'évolution tarifaire provenant de l'apurement du solde des CRCP, des trois ELD les plus représentatives de l'activité des ELD au tarif commun parmi celles ayant présenté des comptes dissociés. Pour la période ATRD4, la CRE a retenu Gedia, Caléo et Gaz de Barr pour déterminer le facteur d'évolution annuelle de la grille tarifaire ainsi que le coefficient k.

A ce stade, la CRE envisage de conserver Gedia, Caléo et Gaz de Barr pour déterminer la grille du tarif ATRD commun pour la période ATRD5. Ainsi, au 1^{er} juillet 2018, la grille tarifaire du tarif ATRD commun sera égale à la moyenne des grilles tarifaires de ces trois ELD en vigueur à cette date. Par ailleurs, la CRE envisage de reconduire pour la période ATRD5 les modalités du tarif ATRD4 d'évolutions annuelles de la grille tarifaire pour ces ELD.

Le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service tel que décrit au paragraphe 3.3 est actuellement le seul mécanisme de régulation incitative appliquée aux ELD ne présentant pas de comptes dissociés. Ces ELD

¹⁹ Sauf pour Sorégies dont le tarif ATRD4 est entré en vigueur au 1^{er} juillet 2014.

suivent annuellement l'indicateur « Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et indemnisés durant l'année M-11/M » donnant lieu à une incitation financière. La CRE envisage de reconduire ce mécanisme de régulation incitative appliqué à ces ELD pour la période ATRD5.

4. DEMANDES TARIFAIRES DES ELD ET ANALYSE PRELIMINAIRE DE LA CRE

4.1 Hausses tarifaires demandées

4.1.1 ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique

Le tableau ci-dessous, présente les demandes de hausse tarifaire des ELD au 1^{er} juillet 2018 avec un équilibre tarifaire calculé sur 4 ans et une évolution annuelle à compter du 1^{er} 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 égale 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 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 volumes et nombre de clients 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 ;
- 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 ^{er} juillet 2018	Effet tarif constant	Effet portefeuille	Effet assiette CCN	Effet taux de rémunération	Effet charges d'exploitation
Régaz-Bordeaux	7,2%	-1,5 %	2,6 %	0,2 %	-3,1 %	9,1%
Réseau GDS	5,6%	-4,3 %	6,4 %	1,2 %	-3,3 %	5,6%
GEG	11,0%	6,8 %	-7,8 %	-2,3 %	-1,7 %	16,1%
Vialis	10,5%	0,5 %	6,7 %	1,9 %	-3,4 %	4,8%
Gedia	12,3%	-7,1 %	-0,04 %	0,6 %	-2,7 %	21,5%
Caléo	1,6%	-9,1 %	9,6 %	-0,6 %	-3,1 %	4,9%
Gaz de Barr	6,8%	2,4 %	-1,0 %	3,9 %	-3,8 %	5,2%
Veolia Eau	13,7%	0,2 %	-5,1 %	3,1 %	-2,8 %	18,3%
Sorégies	2,6%	-17,8 %	-9,8 %	19,5 %	-5,8 %	16,5%

Ce tableau met 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^{er} juillet 2018. Le chiffrage de l'effet « charges d'exploitation » traduit l'écart entre le niveau demandé par les ELD et le niveau couvert par les tarifs ATRD4 augmenté de l'inflation. Les évolutions tarifaires demandées proviennent éventuellement de la hausse de charges nettes d'exploitation et, dans une moindre mesure, de la baisse des quantités acheminées et du nombre de consommateurs raccordés.

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 ^{er} juil. 2004)	ATRD2 (1 ^{er} janv. 2006)	ATRD3 ELD (1 ^{er} juil. 2009)	ATRD4 ELD (1 ^{er} juil. 2013)	ATRD5 GRDF (1 ^{er} juil. 2017)	Demandes des ELD ATRD5 (1 ^{er} juil. 2018)
Régaz-Bordeaux	42 %	23 %	24 %	22 %	12 %	18,7%
Réseau GDS	36 %	32 %	30 %	35 %	35 %	40,0 %
GEG	44 %	39 %	26 %	25 %	28 %	40,3 %
Vialis	29 %	23 %	21 %	16 %	9 %	10,9 %
Gedia	50 %	48 %	34 %	34 %	25 %	38,1 %
Caléo	24 %	12 %	3 %	9 %	3 %	2,9 %
Gaz de Barr	49 %	43 %	30 %	28 %	22 %	28,2 %
Veolia Eau	76 %	67 %	71 %	16 %	13 %	25,5 %
Sorégies	-	-	-	48,5 %	67 %	68,5 %

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 présentées par les ELD sont en cours d'analyse par la CRE afin de définir une trajectoire pour la prochaine période tarifaire correspondant à celle d'un opérateur efficace.

Dans ce cadre, la CRE a confié à un cabinet externe une mission d'audit des charges d'exploitation réalisées et prévisionnelles des ELD sur les exercices 2013 à 2021. Les rapports réalisés par le consultant pour chacune des ELD dans le cadre de cette mission sont publiés simultanément à la présente consultation publique.

La CRE s'appuiera sur les conclusions de ces études pour élaborer le prochain tarif ATRD5.

4.1.2 ELD disposant du tarif ATRD commun

Les ELD suivantes sont concernées :

- Énergies Services Lannemezan ;
- Energis - Régie de Saint-Avold ;
- Gazélec de Péronne ;
- Energies 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 Lavaur ;
- Énergies Services Occitans - Régie de Carmaux ;
- Régie Municipale Multiservices de La Réole ;
- Gascogne Energies Services ;
- Régies Municipales d'Electricité, de Gaz, d'Eau et d'Assainissement de Bazas.

Les 13 ELD ne présentant pas de comptes dissociés disposent actuellement d'un tarif ATRD4 commun.

Le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire qui leur est assigné correspond à la moyenne pour Gédia, Caléo et Gaz de Barr de leur facteur d'évolution annuel sur leur grille tarifaire.

Compte tenu de la méthodologie envisagée pour déterminer la grille du tarif ATRD commun pour la période ATRD5 décrite au paragraphe 3.10 et des demandes tarifaires exprimées par Gedia, Caléo et Gaz de Barr, la hausse du tarif commun serait de + 3,7 % au 1^{er} juillet 2018 suivi d'une évolution annuelle de la grille tarifaire à compter du 1^{er} juillet 2019 égale à l'inflation.

4.2 Charges d'exploitation

4.2.1 Demandes des ELD

Les ELD ont transmis leurs prévisions de charges et produits d'exploitation pour la prochaine période tarifaire. L'évolution des charges d'exploitation 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 ;
- aux charges de personnel à la suite de la hausse des hypothèses d'évolution salariales.

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	22,7 %	2,1 %
Réseau GDS	20 053	25 038	25 362	26 318	26 902	18,5 %	2,3 %
GEG	7 329	9 255	9 161	9 078	9 305	14,9 %	-0,4 %
Vialis	4 092	4 713	4 839	4 880	5 029	15,2 %	2,1 %
Gedia	2 636	3 383	3 472	3 377	3 586	28,1 %	1,4 %
Caléo	1 184	1 696	1 689	1 753	1 780	42,7 %	1,3 %
Gaz de Barr	2 379	2 902	3 018	3 061	3 249	22,0 %	3,5 %
Veolia Eau	1 830	2 031	2 052	2 014	2 060	5,2 %	0,3 %
Sorégies	393	678	791	1 037	1 097	65,4 %	19,3 %

* réalisé 2016 pour Régaz-Bordeaux et Gaz de Barr

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 évolués de Régaz-Bordeaux et GEG dont le début du déploiement est prévu pendant la période tarifaire ATRD5. Ces trajectoires sont présentées au §5.

Q18 : Que pensez-vous des hausses des charges d'exploitation demandées par les ELD ?

4.2.2 Conclusions de l'audit externe des charges d'exploitation des ELD diligenté par la CRE

La CRE a diligenté un auditeur externe en février 2017 pour réaliser un audit des charges d'exploitation présentées par les ELD en complément des analyses qui seront menées par la CRE. Les travaux se sont déroulés entre les mois de février et juin 2017. Les rapports finaux de l'auditeur sont publiés en même temps que le présent document de consultation publique.

Les objectifs de l'audit sont les suivants :

- fournir une description précise de la nature des charges et produits d'exploitation supportés par chaque ELD sur la période 2013-2021 et des hypothèses sous-jacentes à leur évolution ;
- porter une appréciation sur les évolutions proposées par chaque ELD sur les exercices 2018-2021 dans le cadre des travaux tarifaires, en s'appuyant notamment sur l'analyse du niveau des charges constatées sur les exercices 2013, 2014, 2015 et 2016 si disponible ;
- 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.

Le périmètre de l'audit couvre les charges nettes d'exploitation retraitées d'un certain nombre d'éléments laissés à l'appréciation de la CRE. Ces retraitements permettent également à l'auditeur d'analyser les demandes tarifaires ATRD5 et le réalisé ATRD4 à isopérimètre de charges.

Les principaux retraitements de périmètre concernent les charges suivantes :

- les impayés sur la part acheminement ;
- interface transport distribution ;
- dissociation zones non péréquées ;
- les charges liées au développement du nombre de consommateurs raccordés ;
- les pertes et différences diverses.

Ces retraitements ayant été repris en intégralité par la CRE, ils sont détaillés dans la partie analyse préliminaire de la CRE (cf. paragraphe 4.2.3).

L'auditeur a procédé à la vérification du respect des principes de dissociation comptables (prévus par les délibérations de la CRE du 7 février 2007 et du 26 mars 2014) et des méthodes d'utilisation des clés de répartition des charges entre les différentes activités et n'a formulé aucun commentaire sur les méthodes utilisées par les ELD.

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 les charges demandées au titre des lois NOTRe et LTECV, les réorganisations des filiales et la mise en cohérence des hypothèses salariales. Ces ajustements seront détaillés ci-dessous.

Les conclusions des rapports d'audit ont donné lieu à des échanges contradictoires avec les ELD dans le courant du mois de mai 2017. Les ELD ont ainsi pu formuler leurs observations sur les résultats de ces travaux et transmettre 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.

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 et seront donc analysées par la CRE.

4.2.2.1 Charges liées aux lois NOTRe et LTECV

Les collectivités territoriales voient évoluer et 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 réglementaires concerne notamment les GRD qui devront, d'après les demandes tarifaires des ELD, 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 nouvelles obligations 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.

4.2.2.2 Les réorganisations des filiales

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

- Régaz-Bordeaux :

L'organisation actuelle du groupe constitué par Régaz-Bordeaux et ses filiales ne satisfaisant pas aux exigences de l'article L.111-61 du code de l'énergie, la CRE a demandé 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.

Régaz-Bordeaux impute la totalité des coûts associés à la filialisation à l'activité de GRD, soit 540 k€ en moyenne par an sur la période ATRD5.

L'auditeur considère que les honoraires de filialisation devraient être imputés selon une clé de répartition fondée sur le résultat d'exploitation des entités concernées et propose un ajustement en conséquence.

- 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 envisage donc 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 électricité et gaz.

Cette séparation induit des coûts supplémentaires (hors charges de personnel) de l'ordre de 45 k€ en moyenne par an et 150 k€ de charges de personnel supplémentaires imputés au GRD de gaz.

L'auditeur considère que les coûts liés à la séparation juridique rendue obligatoire du fait de l'activité électricité ne doivent donc pas être imputés même partiellement à l'activité gaz et propose un ajustement en conséquence.

- Sorégies :

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

Une partie des frais de sous-traitance (convention et prestations de relève) versés à SRD est surévaluée selon l'auditeur qui propose un ajustement en conséquence.

4.2.2.3 Mise en cohérence des hypothèses salariales

Le 12 décembre 2016, les employeurs de la branche des IEG (industries électriques et gazières) ont annoncé le gel de l'évolution du taux de SNB (Salaire National de Base) pour 2017.

En cohérence avec cette annonce, l'auditeur a proposé un ajustement qui consiste à reconduire le niveau de SNB de 2016 pour 2017 (soit une évolution nulle).

4.2.3 Analyse préliminaire de la CRE

L'analyse préliminaire de la CRE s'appuie sur :

- les conclusions des rapports d'audit des charges d'exploitation ;
- les premières pistes d'analyse des justifications fournies par les ELD lors des phases contradictoires de l'audit ;
- l'analyse des charges laissées par l'auditeur à l'appréciation de la CRE et les mises à jour transmises par les ELD a posteriori de l'audit.

A l'issue de ses travaux, la CRE retient à ce stade la majorité des ajustements recommandés par l'auditeur au titre des lois NOTRe et LTECV et des réorganisations des filiales. L'ajustement sur le SNB a été maintenu à ce stade faute d'évolution concernant les négociations entre les organisations syndicales représentatives des salariés et des employeurs. En cas d'avancée de ces négociations, la CRE retiendra l'évolution réelle du SNB dans la décision finale.

S'agissant des retraitements de périmètre, l'auditeur a repris dans son rapport ceux appliqués au tarif ATRD5 de GRDF. L'analyse de ces postes est détaillée ci-dessous.

4.2.3.1 Impayés sur la part acheminement

Dans sa décision du 19 septembre 2014, le CoRDIS a estimé, d'une part, que « *la mission d'acheminement dévolue au GRD s'effectue pour le compte du client final et non pour le compte de son fournisseur* » et, d'autre part, que « *pour reverser au gestionnaire de réseaux les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur doit les avoir préalablement recouvrées auprès du client final* ».

Cette décision fait supporter aux gestionnaires de réseaux, la charge des impayés pour la partie concernant les tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution. Le CoRDIS a décidé en outre que cette décision s'appliquera à titre rétroactif.

Les ELD demandent la couverture par le tarif ATRD5 des sommes qui pourraient être dues aux fournisseurs en application de cette décision du CoRDIS, avec inscription du poste au CRCP.

Dans la délibération ATRD5 de GRDF, la CRE a décidé de prendre en compte dans le tarif, le coût des charges relatives aux impayés de la façon suivante :

- concernant les charges annuelles relatives aux impayés à compter de 2016 : la CRE a décidé de prendre en compte dans la trajectoire prévisionnelle, au titre des charges annuelles relatives aux impayés de la part acheminement, un montant représentant 0,9 % du revenu autorisé prévisionnel ;
- concernant les charges relatives aux impayés antérieurs au 31 décembre 2015 : la CRE a considéré que le niveau des TRV a été défini pour couvrir l'ensemble des coûts du fournisseur historique, y compris ceux des impayés relatifs à l'acheminement. Elle a donc décidé d'intégrer dans les charges à couvrir par le tarif ATRD5 de GRDF, les charges relatives aux impayés sur la part acheminement pour les consommateurs bénéficiant d'offres de marché antérieurement au 31 décembre 2015, tous fournisseurs confondus. Le montant sera couvert sur quatre ans, avec des annuités constantes ;
- concernant la prise en compte par le CRCP : la décision du CoRDIS a fait l'objet de recours devant la cour d'appel de Paris. Dans ce contexte et compte tenu également de la difficulté d'établir des trajectoires prévisionnelles fiables, la CRE a décidé de prendre en compte à travers le CRCP les écarts entre la trajectoire prévisionnelle et les charges qui seront effectivement supportées par GRDF au titre des impayés.

En cohérence avec le traitement effectué pour GRDF, l'auditeur a proposé dans son rapport la couverture des impayés à hauteur de 0,9 % du revenu autorisé de chaque ELD. Les ajustements ont été effectués en conséquence pour toutes les ELD. La CRE envisage d'appliquer aux ELD le même mécanisme mis en œuvre pour le tarif ATRD5 de GRDF ; elle retient en conséquence l'ajustement proposé par l'auditeur.

4.2.3.2 Redevances

Dans le cadre des travaux tarifaires ATRD5, la CRE estime que le tarif 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, la CRE envisage à ce stade de couvrir 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 et les redevances du domaine fluvial.

Les montants correspondants ont été intégrés dans la trajectoire de charges à couvrir.

4.2.3.3 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 ATRT6, conformément à la délibération de la CRE 5 janvier 2017²⁰ approuvant les conditions générales des contrats de raccordement des GRT et aux dispositions des délibérations tarifaires ATRD5 de GRDF du 10 mars 2016²¹ et ATRT6 du 15 décembre 2016²².

La CRE ne retient pas, par conséquent, ces charges dans le périmètre des charges à couvrir par les tarifs ATRD.

4.2.3.4 Dissociation 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. [...].* »

En application de ces dispositions, les tarifs ATRD5 ne doivent pas couvrir les coûts des réseaux concédés en application de l'article L.432-6 du code de l'énergie : ils doivent couvrir uniquement les charges relatives aux zones péréquées.

Pour les ELD pour lesquelles cette distinction n'a pas été faite dans leurs demandes tarifaires, un ajustement a été proposé par l'auditeur. Ces ajustements s'appuient en général sur la quote-part de volumes acheminés. La CRE maintient ces ajustements pour Gedia, Caléo et Gaz de Barr.

4.2.3.5 Charges liées au développement du nombre de consommateurs desservis

La CRE considère que les actions de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz menées depuis 2009 ont eu des résultats probants.

Comme précisé au paragraphe 3.5, comme pour le tarif ATRD5 de GRDF, la CRE envisage de mettre en place un nouveau cadre de régulation qui incite les ELD uniquement sur le résultat obtenu sans s'attacher à la nature des moyens mis en œuvre, dont le choix relève de la responsabilité des ELD. En conséquence, l'ensemble des charges demandées par les ELD liées au développement du nombre de consommateurs desservis sont ajustées au sein des charges d'exploitation.

En revanche, le revenu autorisé de chaque ELD présenté dans la consultation publique comprend un montant au titre du mécanisme de régulation incitative (voir paragraphe 3.5).

4.2.3.6 Pertes et différences diverses

Comme précisé au paragraphe 3.7, seules Régaz-Bordeaux et Réseau GDS, qui sont en profilage total, supportent des charges de pertes et différences diverses. Régaz-Bordeaux a présenté des charges prévisionnelles pour un montant de 160,7 k€ par an en moyenne. Réseau GDS n'a présenté aucun montant de charge prévisionnel.

²⁰ Délibération 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

²¹ Délibération du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

²² Délibération du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF

La CRE envisage de retenir ces prévisions des ELD, le montant qui sera couvert par le tarif *in fine* étant le montant de charges réellement supporté par les ELD puisque la CRE envisage de prendre en compte à 100 % au CRCP les charges réelles supportées de pertes et différences diverses.

4.2.4 Synthèse

Le tableau ci-dessous reprend pour l'ensemble des retraitements, les demandes des ELD, les ajustements effectués et la trajectoire retenue. Les retraitements « dissociation zones péréquées » et « pertes et différences diverses » ne concernant que 2 ou 3 ELD ne sont pas intégrés dans le tableau ci-dessous.

		Impayés acheminement		Redevances	Interface transport livraison	Charges liées au développement
		Fourchette Haute	Fourchette Basse			
Régaz-Bordeaux	Demande opérateur	251,2	251,2	883,5	169,5	467,7
	Ajustement	294,0	285,2	-337,6	-169,5	-467,7
	Trajectoire retenue	545,2	536,4	545,9	0,0	0,0
Réseau GDS	Demande opérateur	0,0	0,0	1 544,1	78,5	837,3
	Ajustement	428,5	408,2	-1 106,2	-78,5	-837,3
	Trajectoire retenue	428,5	408,2	437,9	0,0	0,0
GEG	Demande opérateur	111,2	111,2	711,6	6,6	85,8
	Ajustement	-13,9	-17,3	-625,8	-6,6	-85,8
	Trajectoire retenue	97,3	93,9	85,7	0,0	0,0
Vialis	Demande opérateur	35,0	35,0	83,9	0,0	128,8
	Ajustement	57,0	54,0	0,0	0,0	-128,8
	Trajectoire retenue	92,0	89,0	83,9	0,0	0,0
Gedia	Demande opérateur	68,0	68,0	282,6	19,0	145,0
	Ajustement	-19,6	-20,8	-39,3	-19,0	-145,0
	Trajectoire retenue	48,4	47,2	243,3	0,0	0,0
Caléo	Demande opérateur	43,0	43,0	48,4	15,0	84,0
	Ajustement	-14,9	-15,6	-9,3	-15,0	-84,0
	Trajectoire retenue	28,1	27,4	39,1	0,0	0,0
Gaz de Barr	Demande opérateur	25,1	25,1	47,1	0,0	79,0
	Ajustement	27,2	25,3	0,0	0,0	-79,0
	Trajectoire retenue	52,2	50,3	47,1	0,0	0,0
Veolia Eau	Demande opérateur	0,0	0,0	104,8	3,5	46,6
	Ajustement	28,2	26,2	-90,2	-3,5	-46,6
	Trajectoire retenue	28,2	26,2	14,7	0,0	0,0
Sorégies	Demande opérateur	0,0	0,0	34,3	20,0	30,8
	Ajustement	31,8	29,7	36,6	-20,0	-30,8
	Trajectoire	31,8	29,7	70,9	0,0	0,0

retenue

Les demandes des ELD conduiraient à une forte hausse des charges d'exploitation à couvrir par les tarifs ATRD5 par rapport au niveau des charges constatées en 2015 (2016 pour Régaz-Bordeaux et Gaz de Barr). A ce stade de ses analyses, la CRE considère que les demandes des ELD sont surévaluées.

Sur la base de l'ensemble des éléments précédents et des mises à jour transmises par les opérateurs, le niveau des charges nettes d'exploitation après prise en compte des ajustements, pourrait être compris entre une fourchette basse et une fourchette haute sur la période 2018-2021. Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur, sur les éléments transmis tardivement par les ELD et sur le niveau de productivité qui pourrait être intégré dans les trajectoires.

La fourchette « haute » est établie sur la base :

- de la demande des ELD mise à jour ;
- des ajustements de l'auditeur acceptés par les ELD lors de la phase contradictoire de l'audit ;
- de certains ajustements de l'auditeur non acceptés par les ELD pour lesquels l'ELD n'a pas présenté d'éléments suffisants pour justifier sa position et qui sont considérés comme pertinents selon la CRE ;
- les ajustements sur des sujets transversaux : les redevances, les impayés sur la part acheminement, les dépenses liées au développement du nombre de consommateurs raccordés, les charges de transport « 3R », les charges liées aux lois NOTRe et LTECV et les hypothèses d'évolution du salaire national de base (SNB) ;
- éventuellement d'un ajustement additionnel au titre de l'efficacité.

La fourchette « basse » est établie sur la base :

- de la demande des ELD mise à jour ;
- de la totalité des ajustements recommandés par l'auditeur externe ;
- de certains ajustements supplémentaires spécifiques laissés à l'appréciation de la CRE (par exemple : les frais de siège pour Veolia Eau, ou les charges « 3R » de maintenance des postes de transport qui n'avaient pas été identifiées pour Vialis) ;
- éventuellement d'un ajustement additionnel au titre de l'efficacité.

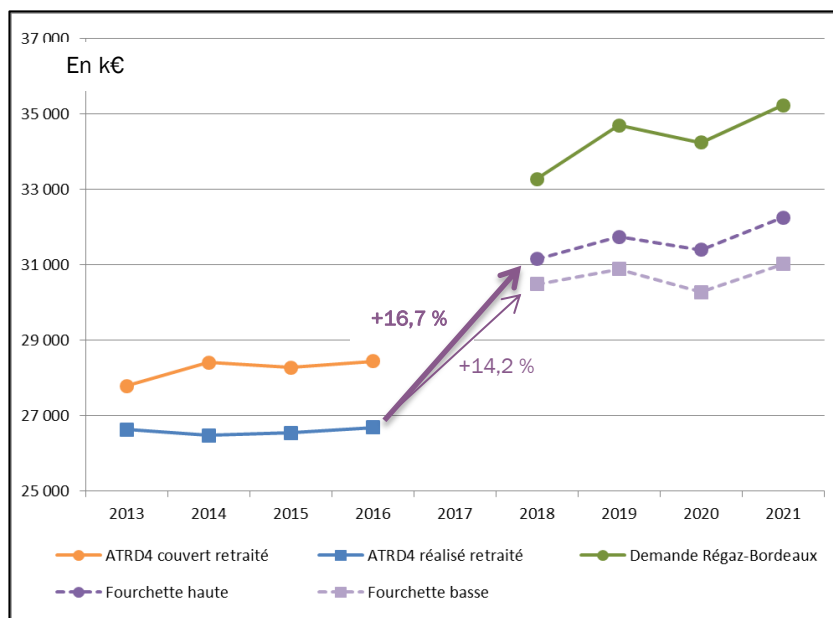
Le tableau ci-dessous représente la marche entre le réalisé 2015 retraité et le prévisionnel 2018.

Le couvert et le réalisé « retraités » intègrent les retraitements de périmètre expliqués précédemment, à savoir : les impayés sur la part acheminement, les charges relatives aux interfaces transport distribution, à la dissociation des zones non péréquées, au développement du nombre de consommateurs raccordés et aux pertes et différences diverses.

	Evolution des charges nettes d'exploitation entre 2015 et 2018		
	Demande des ELD	Fourchette Haute	Fourchette Basse
Régaz-Bordeaux	24,6%	16,7%	14,2%
Réseau GDS	31,4%	17,3%	4,9%
GEG	27,2%	2,2%	-2,9%
Vialis	18,6%	12,2%	4,7%
Gedia	34,2%	10,9%	7,1%
Caléo	47,3%	18,0%	12,2%
Gaz de Barr	24,1%	15,0%	10,0%
Veolia Eau	11,3%	3,1%	-5,0%
Sorégies	93,3%	67,8%	13,6%

Les trajectoires relatives à ces niveaux de charges et les principaux ajustements retenus par la CRE pour chacune des ELD sont présentés ci-dessous. Les fourchettes haute et basse pour chacune des ELD incluent les montants prévisionnels au titre des impayés sur la part acheminement, qui représentent donc une charge nouvelle pour l'ELD.

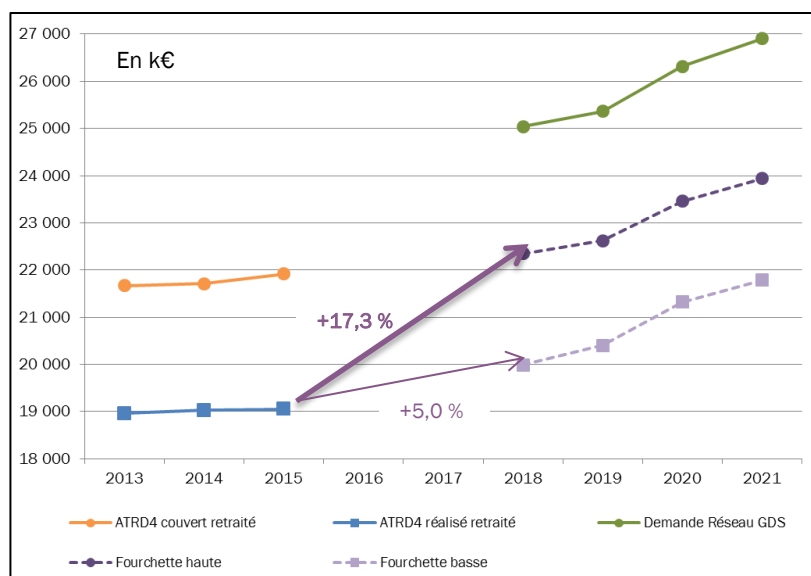
Régaz-Bordeaux :



La courbe « Demande Régaz-Bordeaux » ci-dessus comprend un montant d'impayés sur la part acheminement moyen de 251 k€. Pour rappel, cette nature de charge n'était pas prise en compte au périmètre du GRD dans les tarifs ATRD4, dans la mesure où celle-ci était intégralement supportée par le fournisseur.

La CRE retient, pour établir la fourchette haute, les ajustements de l'auditeur qui portent notamment sur les postes de production immobilisée, de recettes extra-tarifaires ainsi que les ajustements relatifs à la loi NOTRe.

Réseau GDS :

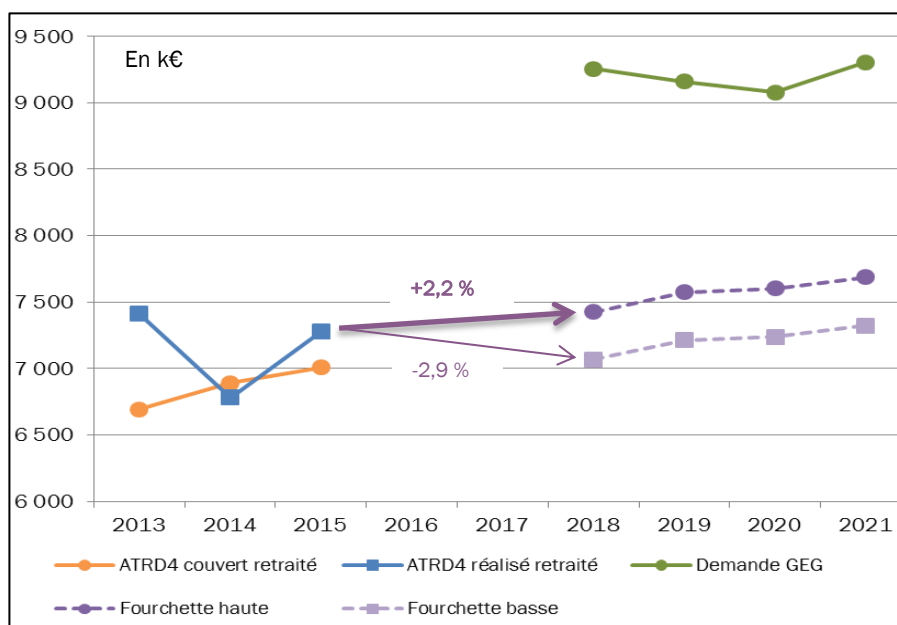


La courbe « Demande Réseau GDS » ci-dessus n'inclut pas de prévisions de charges d'impayés sur la part acheminement. Pour rappel, cette nature de charge n'était pas prise en compte au périmètre du GRD dans les tarifs ATRD4, dans la mesure où celle-ci était intégralement supportée par le fournisseur.

La CRE retient, pour établir la fourchette haute, les ajustements de l'auditeur qui portent notamment sur la mise en cohérence des hypothèses d'évolution de la trajectoire des charges de personnel.

Dans la mise à jour produite après la clôture des travaux d'audit, Réseau GDS a demandé la couverture de dépenses liées à un changement d'identité de la société qui s'appellera : « R-GDS ». La CRE propose d'ajuster ces charges qui ne devraient pas être supportées par le consommateur, dans la mesure où elles ne correspondent à aucune demande réglementaire ou législative et que son identité sociale actuelle ne porte pas confusion avec celle du fournisseur historique sur sa zone de desserte. Les autres éléments de la mise à jour de Réseau GDS ont été intégrés dans les fourchettes haute et basse à ce stade et seront étudiés plus en détails par la CRE.

GEG :

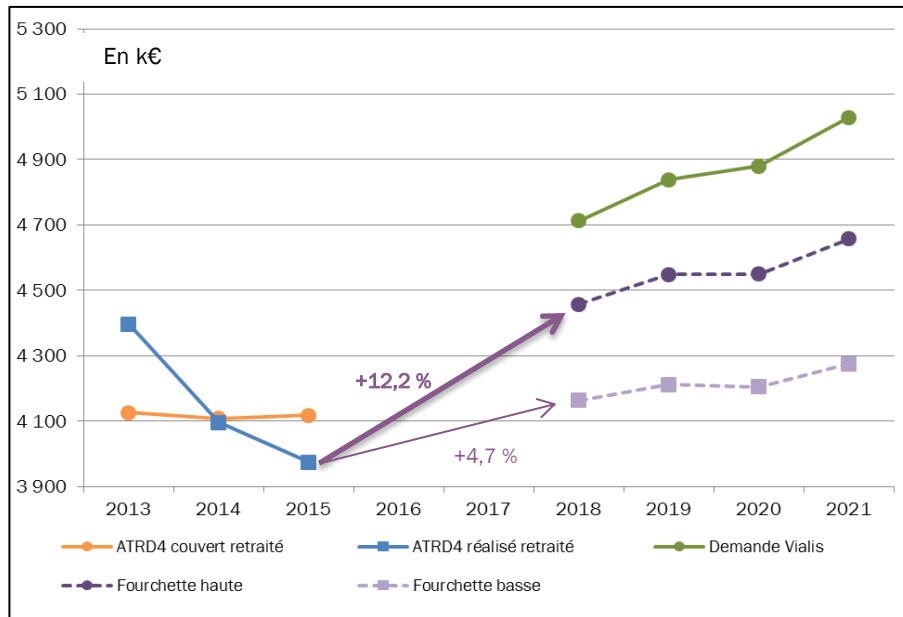


La courbe « Demande GEG » ci-dessus comprend un montant d'impayés sur la part acheminement moyen de 111 k€.

La CRE retient, pour établir la fourchette haute, les ajustements de l'auditeur qui portent notamment sur les postes de redevances, de charges de personnel et de recettes extra-tarifaires.

La trajectoire tarifaire ATRD5 des charges d'exploitation de GEG intègre des retraitements au titre des CCN sur les actifs communs, en cohérence avec la méthode ATRD4. Ces charges n'avaient pas été intégrées dans la demande tarifaire de GEG et ont donc été ajoutée sur la base d'un calcul avec un CMPC à 4,75 % correspondant au scénario illustratif présenté dans cette consultation publique (cf. 4.3.5).

Vialis :

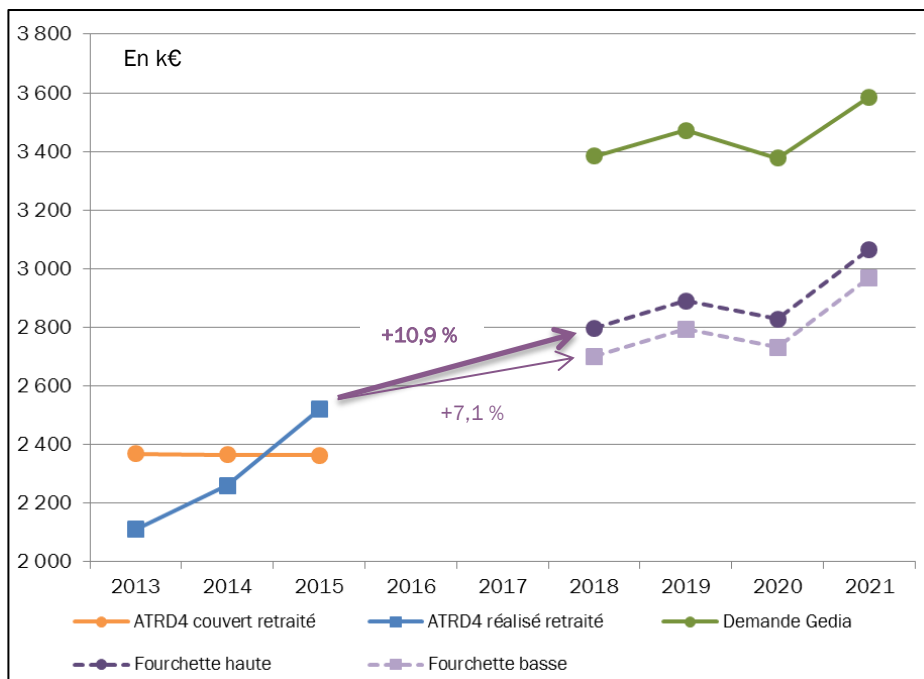


La courbe « Demande Vialis » ci-dessus comprend un montant d’impayés sur la part acheminement moyen de 35 k€. Pour rappel, cette nature de charge n’était pas prise en compte au périmètre du GRD dans les tarifs ATRD4, dans la mesure où celle-ci était intégralement supportée par le fournisseur.

La CRE retient, pour établir la fourchette haute, les ajustements de l’auditeur qui portent notamment sur la mise en cohérence des hypothèses d’évolution de la trajectoire des charges de personnel.

La CRE a intégré dans les fourchettes haute et basse les éléments de mise à jour de Vialis. Aucun ajustement supplémentaire n’a été proposé à ce stade.

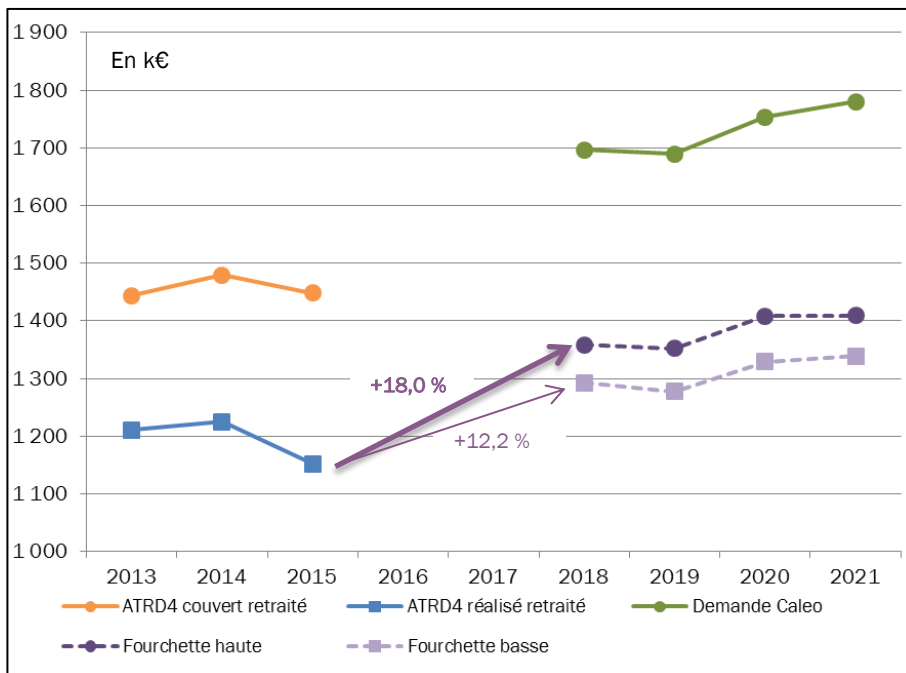
Gedia :



La courbe « Demande Gedia » ci-dessus comprend un montant d’impayés sur la part acheminement moyen de 68 k€. Pour rappel, cette nature de charge n’était pas prise en compte au périmètre du GRD dans les tarifs ATRD4, dans la mesure où celle-ci était intégralement supportée par le fournisseur.

La CRE retient, pour établir la fourchette haute, les ajustements de l’auditeur qui portent notamment sur les services extérieurs et les ajustements au titre de loi NOTRe.

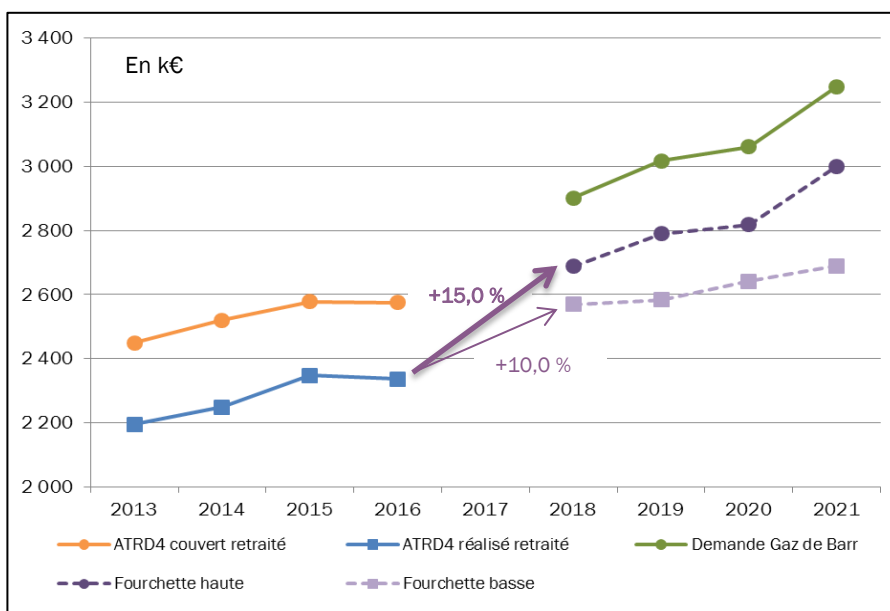
Caléo :



La courbe « Demande Caléo » ci-dessus comprend un montant d’impayés sur la part acheminement moyen de 43 k€. Pour rappel, cette nature de charge n’était pas prise en compte au périmètre du GRD dans les tarifs ATRD4, dans la mesure où celle-ci était intégralement supportée par le fournisseur.

La CRE retient, pour établir la fourchette haute, les ajustements de l’auditeur qui portent notamment sur la mise en cohérence des hypothèses d’évolution de la trajectoire des charges de personnel, les ajustements au titre de la loi NOTRe et les autres charges.

Gaz de Barr :

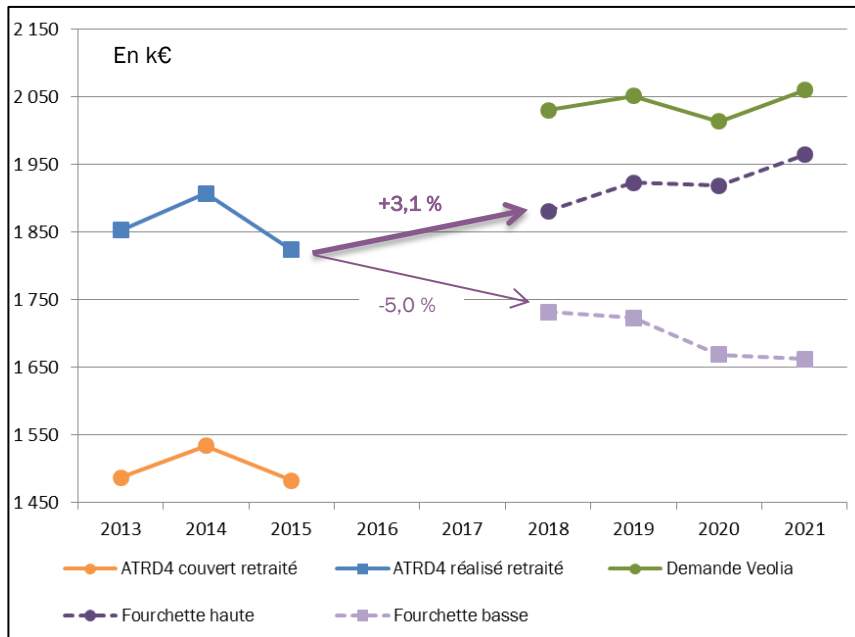


La courbe « Demande Gaz de Barr » ci-dessus comprend un montant d’impayés sur la part acheminement moyen de 25 k€. Pour rappel, cette nature de charge n’était pas prise en compte au périmètre du GRD dans les tarifs ATRD4, dans la mesure où celle-ci était intégralement supportée par le fournisseur.

La CRE retient, pour établir la fourchette haute, les ajustements de l’auditeur qui portent notamment sur la mise en cohérence des hypothèses d’évolution de la trajectoire des charges de personnel et les ajustements au titre de la loi NOTRe.

La CRE a intégré dans les fourchettes haute et basse les éléments de mise à jour de Gaz de Barr. Aucun ajustement supplémentaire n’a été proposé.

Veolia Eau :

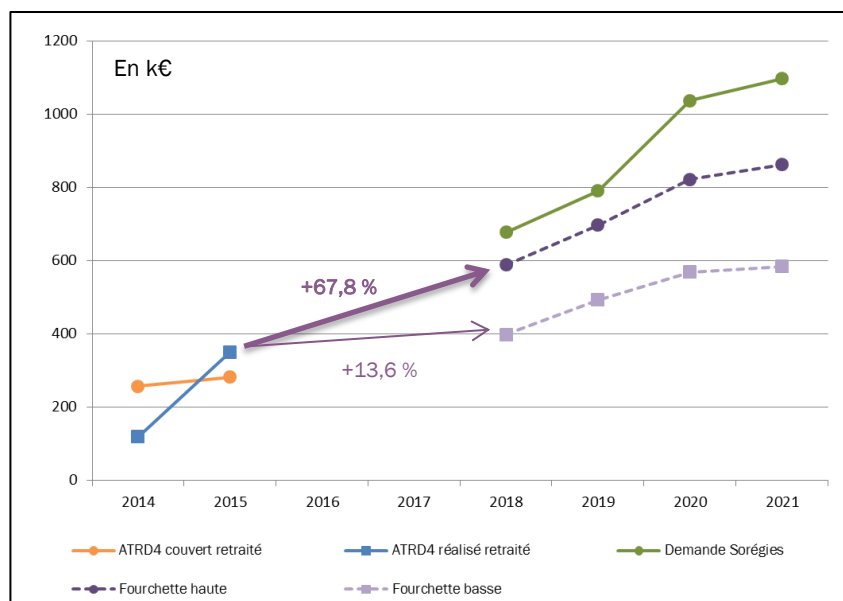


La courbe « Demande Veolia » ci-dessus n’inclut pas de prévisions de charges d’impayés sur la part acheminement. Pour rappel, cette nature de charge n’était pas prise en compte au périmètre du GRD dans les tarifs ATRD4, dans la mesure où celle-ci était intégralement supportée par le fournisseur.

La CRE retient, pour établir la fourchette haute, les ajustements de l’auditeur qui portent notamment sur les charges relatives au plan anti-endommagement et la mise en cohérence des hypothèses d’évolution de la trajectoire des charges de personnel.

Par ailleurs, sur la période ATRD4, Veolia Eau a une trajectoire réalisée nettement au-dessus de la trajectoire couverte, qui est liée principalement à des charges de refacturations de service versées à Veolia Eau. Les prestations en contrepartie n’étant pas toujours clairement identifiées, la CRE envisage d’ajuster une partie de ces refacturations et d’ajouter une productivité additionnelle progressive pour la période ATRD5. Ces ajustements sont inclus dans les fourchettes hautes et basses.

Sorégies :



La courbe « Demande Sorégies » ci-dessus n’inclut pas de prévisions de charges d’impayés sur la part acheminement. Pour rappel, cette nature de charge n’était pas prise en compte au périmètre du GRD dans les tarifs ATRD4, dans la mesure où celle-ci était intégralement supportée par le fournisseur.

La CRE retient, pour établir la fourchette haute, les ajustements de l'auditeur qui portent notamment sur les charges relatives à la réorganisation des filiales et les recettes extra-tarifaires

Q19 : Que pensez-vous des fourchettes hautes et basses de charges d'exploitation retenues par la CRE ?

4.3 Charges de capital normatives

4.3.1 Méthode

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).

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^{er} janvier 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 ;
- 20 ans pour la compression et le comptage ;
- 10 ans pour les autres installations techniques ;
- 30 ans pour les constructions.

La rémunération correspond au produit de la valeur réévaluée de la BAR par le taux de rémunération.

Les amortissements couverts par le tarif correspondent à l'amortissement de la BAR, dont le calcul est détaillé ci-après.

4.3.1.1 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^{er} juillet de l'année.

Les terrains sont pris en compte sur la base de leur valeur historique réévaluée non amortie.

4.3.1.2 Actualisation de la valeur de la BAR

Les actifs mis en service entre le 1^{er} janvier 2003 et le 31 décembre 2015 sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute. Les investissements prévus à partir du 1^{er} janvier 2016 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 2015 et le 1^{er} octobre 2015.

Les données définitives pour l'année 2016 seront prises en compte dans la prochaine délibération sur les tarifs ATRD5 des ELD.

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

- lorsque les participations de tiers sont comptabilisées au passif par 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^{er} juillet de chaque année et la date de sortie des actifs au 30 juin (respectivement 1^{er} avril et 31 mars pour les opérateurs en clôture décalée). 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^{er} janvier de chaque année de l'inflation sur la période de juillet à juillet. (respectivement sur la période d'avril à avril pour les opérateurs en clôture décalée). 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 suite à 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 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.

4.3.2 Niveau des investissements

Les trajectoires des investissements des ELD réalisés entre 2013 et 2016 et des prévisions d'investissements pour la période 2018-2021 retenues pour le calcul des charges de capital sont les suivantes :

Dépenses d'investissements prévisionnelles (en k€ courants)	2016 (réalisé)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	16 195	15 627	14 974	13 728	13 652	14 495
Réseau GDS	8 662	12 471	12 049	8 491	8 583	10 399
GEG	1 060	1 153	1 085	1 163	1 565	1 242
Vialis	2 228	2 010	1 917	1 946	1 890	1 941
Gedia	432	1 265	465	1 410	361	875
Caléo	446	1 097	947	1 021	1 018	1 021
Gaz de Barr	2 257	1 648	1 486	1 533	1 578	1 561
Veolia Eau	304	442	407	413	420	420
Sorégies	994	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 de Régaz-Bordeaux et de GEG, qui sont présentées ci-après.

La moyenne des dépenses d'investissement prévisionnelles des ELD sur la prochaine période tarifaire est globalement stable (hors projets de comptage évolué) par rapport à celle réalisée pendant les tarifs ATRD4.

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

4.3.3 Trajectoires de BAR prévisionnelles

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, les BAR prévisionnelles n'intègrent pas les effets de leurs projets de comptage évolué.

Les trajectoires prévisionnelles des BAR pour chaque ELD sont les suivantes :

BAR au 01.01.N ²³ (en k€ courants)	2016 (réalisé)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	255 276	263 550	267 300	271 040	274 213	269 026
Réseau GDS	226 090	227 013	231 430	235 057	235 066	232 141
GEG	31 600	31 308	31 292	31 291	31 434	31 331
Vialis	51 809	52 562	52 812	52 920	53 126	52 855
Gedia	22 850	22 772	23 067	22 510	22 934	22 821
Caléo	15 436	16 222	16 766	17 136	17 582	16 926
Gaz de Barr	28 262	30 311	31 020	31 574	32 199	31 276
Veolia Eau	12 771	12 810	12 884	12 931	13 011	12 909
Sorégies	31 312	33 750	34 603	35 402	36 201	34 989

4.3.4 Taux de rémunération

La méthode retenue pour évaluer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, en effet, 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 pourrait 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).

Le taux de rémunération appliqué à la base d'actifs régulés pour le tarif ATRD4 des ELD est de 6,0 %, réel, avant impôt sur les sociétés (IS). Ce taux est identique à celui qui était appliqué pour le tarif ATRD4 de GRDF (sur les années 2012 à 2015). La délibération de la CRE du 10 mars 2016²⁴ sur le tarif ATRD5 de GRDF a modifié le taux de rémunération des actifs en le fixant à 5,0 % sur la période d'application du tarif (soit 4 ans environ à partir du 1^{er} juillet 2016).

Pour le tarif ATRD5, les ELD ont effectué une demande de taux de rémunération de 5,75 % (réel, avant IS), révisée par la suite à 5,46 %, supérieur au taux de rémunération accordé à GRDF. Elles ont pour cela notamment 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. 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 gazières²⁵. 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 les ELD.

De plus, elle mène régulièrement en interne des travaux d'évaluation des paramètres du taux de rémunération. Dans ce cadre, elle a notamment examiné les paramètres relatifs à l'imposition sur les sociétés. La CRE prend en particulier en compte :

- concernant la déductibilité des charges financières nettes, la faculté des ELD de déduire l'intégralité de ces charges de leur assiette fiscale. Le taux qui leur est applicable est donc de 100 %, à la différence de GRDF qui bénéficie d'une déductibilité fiscale des charges financières nettes de 75 %, en application des dispositions de l'article 212 bis du Code général des impôts ;
- 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 d'imposition normal sur les sociétés à partir de 2017, et ce, progressive-

²³ Au 01.10.N-1 pour les ELD qui clôturent leurs comptes au 30 septembre.

²⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

²⁵ 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.

ment en fonction des caractéristiques des sociétés jusqu'à 2020 où le taux normal de 28 % s'appliquera uniformément.

Au vu des éléments précédents et après analyse de la demande des ELD, la CRE envisage de retenir à ce stade un taux de rémunération qui pourrait être compris entre 4,50 % et 5,00 % (réel, avant impôt) pour rémunérer la base d'actifs régulés des ELD sur la période ATRD5.

Cette fourchette est cohérente avec les valeurs retenues pour le taux de rémunération des actifs fixé pour le tarif ATRD5 de GRDF, tout en prenant en compte les spécificités relatives aux ELD concernant la déductibilité des charges financières nettes, et la modification du niveau du taux d'imposition normal sur les sociétés intervenue depuis la décision ATRD5 pour GRDF.

Les simulations tarifaires qui suivent sont réalisées en prenant un taux de rémunération de 4,75 %, réel, avant IS pour toutes les ELD.

Q20 : Que pensez-vous de la fourchette de taux de rémunération envisagée par la CRE ?

4.3.5 Trajectoires prévisionnelles de charges de capital normatives (CCN)

Les trajectoires prévisionnelles de charges de capital normatives (CCN) sont calculées à partir de la dernière valeur de BAR connue et des prévisions d'investissements transmises par chacune des ELD. Les prévisions d'investissements pour Régaz-Bordeaux et GEG n'intègrent pas les dépenses supplémentaires et évitées liées aux projets de comptage évolué menés par ces deux entreprises.

Les actifs entrants dans la BAR et les actifs sortant de la BAR au cours d'une année sont rémunérés à un taux semestriel, calculé à partir du taux de rémunération. Les actifs présents dans la BAR au 1^{er} janvier et au 31 décembre d'une année sont rémunérés au taux de rémunération.

Les trajectoires de charges de capital prévisionnelles sur la période 2018-2021 sont les suivantes. Les valeurs des charges de capital pour l'année 2016 sont données à titre indicatif.

CCN (en k€ courants)	Réalisé 2016 ²⁶	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	31 747	28 345	28 235	28 214	28 423	28 304
Réseau GDS	24 318	22 239	23 133	23 676	24 005	23 263
GEG ²⁷	3 546	3 113	3 064	3 060	3 081	3 080
Vialis	5 449	5 031	5 151	5 188	5 195	5 141
Gedia	2 560	2 399	2 464	2 472	2 474	2 452
Caléo	1 488	1 580	1 650	1 707	1 763	1 675
Gaz de Barr	2 961	2 834	2 903	2 968	3 030	2 934
Veolia Eau	1 294	1 165	1 173	1 175	1 187	1 175
Sorégies	2 780	2 649	2 749	2 832	2 916	2 787

4.4 Apurement 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^{er} octobre au 30 septembre²⁸) ;
- le solde du CRCP de l'année 2017 ;

²⁶ Les charges de capital de 2016 ont été calculées avec le taux de rémunération en vigueur pour les tarifs ATRD4 des ELD, soit 6,0%.

²⁷ 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.

²⁸ Régaz-Bordeaux, Réseau GDS et Gaz de Barr.

- 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 du 15 juin 2017²⁹ ;
- pour les ELD clôturant leurs comptes au 30 septembre, le retraitement du 4^{ème} trimestre du solde du CRCP 2017.

A ce stade, le montant du solde du CRCP de l'année 2017 pris en compte est nul. Un montant provisoire sera pris en compte lors de l'évolution des grilles tarifaires au 1^{er} juillet 2018 et le montant définitif sera pris en compte lors de l'évolution des grilles tarifaires au 1^{er} juillet 2019.

Les soldes du CRCP à prendre en compte dans le calcul du revenu autorisé et leur décomposition sont les suivants :

(en k€ courants)	Solde total du CRCP ATRD4	dont solde du CRCP 2016 non apuré au 31 décembre 2017 (*30 septembre 2017)	dont solde du CRCP 2017	dont apurement prévisionnel du CRCP 2017	dont retraitement du 4 ^{ème} trimestre du solde du CRCP 2017
Régaz-Bordeaux*	1 575	1 812	0	- 362	126
Réseau GDS*	3 978	5 161	0	- 1 835	653
GEG	242	- 60	0	302	NA
Vialis	1 718	1 831	0	- 113	NA
Gedia	- 368	- 39	0	- 329	NA
Caléo	- 16	200	0	- 216	NA
Gaz de Barr*	- 126	- 145	0	28	- 9
Veolia Eau	- 37	- 30	0	-7	NA
Sorégies	- 71	290	0	- 361	NA

Comme pour GRDF, la CRE envisage d'apurer les soldes totaux du CRCP de la période tarifaire ATRD4 sur une période de quatre ans, avec des annuités constantes et un taux d'intérêt égal à 2,7 %, correspondant au taux sans risque nominal, s'appliquant annuellement.

Ce résultat se traduirait par les annuités suivantes à couvrir par les tarifs ATRD5 :

(en k€ courants)	Apurement du solde total du CRCP ATRD4 (annuités)
Régaz-Bordeaux	423
Réseau GDS	1 067
GEG	66
Vialis	466
Gedia	- 100
Caléo	- 4
Gaz de Barr	- 34
Veolia Eau	- 10
Sorégies	- 19

4.5 Revenus autorisés sur la période tarifaire 2018-2021

Le revenu autorisé sur la période tarifaire 2018-2021 est égal à la somme des charges nettes d'exploitation, des charges de capital normatives, de l'apurement du solde du CRCP du tarif ATRD4, des charges relatives aux im-

²⁹ Délibération de CRE 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.

payés et du montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux. Il se décompose de la façon suivante :

- Régaz-Bordeaux

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation Fourchette Haute	30 434	31 147	30 802	31 654	31 009
Charges nettes d'exploitation Fourchette Basse	29 761	30 295	29 687	30 426	30 042
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Haute	846	846	846	846	846
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Basse	828	828	828	828	828
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	0	0	0	0	0
Impayés sur la part acheminement Fourchette Haute	540	546	543	552	545
Impayés sur la part acheminement Fourchette Basse	534	538	532	541	536
Charges de capital normatives (CCN)	28 345	28 235	28 214	28 423	28 304
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	423	423	423	423	423
Revenu autorisé Fourchette Haute					61 127
Revenu autorisé Fourchette Basse					60 134

- Réseau GDS

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation Fourchette Haute	21 951	22 216	23 042	23 511	22 680
Charges nettes d'exploitation Fourchette Basse	19 597	19 993	20 905	21 359	20 463
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Haute	596	596	596	596	596
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux	560	560	560	560	560

Fourchette Basse					
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	0	0	0	0	0
Impayés sur la part acheminement Fourchette Haute	413	423	435	443	428
Impayés sur la part acheminement Fourchette Basse	391	403	416	423	408
Charges de capital normatives (CCN)	22 239	23 133	23 676	24 005	23 263
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	1 067	1 067	1 067	1 067	1067
Revenu autorisé Fourchette Haute					48 035
Revenu autorisé Fourchette Basse					45 762

- GEG

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation Fourchette Haute	7 350	7 499	7 526	7 614	7 497
Charges nettes d'exploitation Fourchette Basse	6 981	7 127	7 152	7 238	7 125
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Haute	174	174	174	174	174
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Basse	167	167	167	167	167
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	0	0	0	0	0
Impayés sur la part acheminement Fourchette Haute	96	97	97	98	97
Impayés sur la part acheminement Fourchette Basse	93	94	94	95	94
Charges de capital normatives (CCN)	3 113	3 064	3 060	3 081	3080
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	66	66	66	66	66
Revenu autorisé Fourchette Haute					10 914
Revenu autorisé Fourchette Basse					10 530

- Vialis

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation Fourchette Haute	4 378	4 465	4 467	4 574	4 471
Charges nettes d'exploitation Fourchette Basse	4 083	4 145	4 127	4 197	4 138
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Haute	148	148	148	148	148
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Basse	143	143	143	143	143
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	0	0	0	0	0
Impayés sur la part acheminement Fourchette Haute	90	92	92	93	92
Impayés sur la part acheminement Fourchette Basse	88	89	89	90	89
Charges de capital normatives (CCN)	5 031	5 151	5 188	5 194	5 141
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	466	466	466	466	466
Revenu autorisé Fourchette Haute	10 113	10 322	10 361	10 476	10 318
Revenu autorisé Fourchette Basse	9 810	9 994	10 012	10 090	9 976

- Gedia

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation Fourchette Haute	2 779	2 882	2 814	3 049	2 881
Charges nettes d'exploitation Fourchette Basse	2 658	2 760	2 690	2 923	2 758
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Haute	78	78	78	78	78
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Basse	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 Fourchette Haute	47	48	48	50	48
Impayés sur la part acheminement Fourchette Basse	46	47	47	49	47
Charges de capital normatives (CCN)	2 399	2 464	2 472	2 474	2 452
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	-100	-100	-100	-100	-100
Revenu autorisé Fourchette Haute					5 421
Revenu autorisé Fourchette Basse					5 295

- Caléo

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation Fourchette Haute	1 332	1 324	1 380	1 380	1 354
Charges nettes d'exploitation Fourchette Basse	1 266	1 250	1 302	1 310	1 282
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Haute	44	44	44	44	44
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Basse	43	43	43	43	43
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	48	48	48	48	48
Impayés sur la part acheminement Fourchette Haute	27	28	29	29	28
Impayés sur la part acheminement Fourchette Basse	26	27	28	28	27
Charges de capital normatives (CCN)	1 580	1 650	1 707	1 763	1 675
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	-4	-4	-4	-4	-4
Revenu autorisé Fourchette Haute					3 146
Revenu autorisé Fourchette Basse					3 072

- Gaz de Barr

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation Fourchette Haute	2 638	2 738	2 766	2 947	2 772
Charges nettes d'exploitation Fourchette Basse	2 520	2 533	2 590	2 636	2 570
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Haute	70	70	70	70	70
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Basse	67	67	67	67	67
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	55	55	55	55	55
Impayés sur la part acheminement Fourchette Haute	50	52	52	55	52
Impayés sur la part acheminement Fourchette Basse	49	50	51	52	50
Charges de capital normatives (CCN)	2 834	2 903	2 968	3 030	2 934
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	-34	-34	-34	-34	-34
Revenu autorisé Fourchette Haute					5 850
Revenu autorisé Fourchette Basse					5 642

- Veolia Eau

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation Fourchette Haute	1 851	1 893	1 891	1 937	1 893
Charges nettes d'exploitation Fourchette Basse	1 702	1 693	1 641	1 635	1 668
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Haute	44	44	44	44	44
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Basse	40	40	40	40	40
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	36	36	36	36	36

Impayés sur la part acheminement Fourchette Haute	28	28	28	29	28
Impayés sur la part acheminement Fourchette Basse	26	26	26	26	26
Charges de capital normatives (CCN)	1 165	1 173	1 175	1 187	1 175
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	-10	-10	-10	-10	-10
Revenu autorisé Fourchette Haute					3 166
Revenu autorisé Fourchette Basse					2 935

- Sorégies

(en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Charges nettes d'exploitation Fourchette Haute	560	666	790	831	712
Charges nettes d'exploitation Fourchette Basse	369	461	538	553	480
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Haute	57	57	57	57	57
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux Fourchette Basse	53	53	53	53	53
Montant prévisionnel de l'incitation à la mise en place d'un portail fournisseur	0	0	0	0	0
Impayés sur la part acheminement Fourchette Haute	29	31	33	34	32
Impayés sur la part acheminement Fourchette Basse	27	29	31	32	30
Charges de capital normatives (CCN)	2 649	2 749	2 832	2 916	2 787
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2016 + estimé 2017)	-19	-19	-19	-19	-19
Revenu autorisé Fourchette Haute					3 568
Revenu autorisé Fourchette Basse					3 330

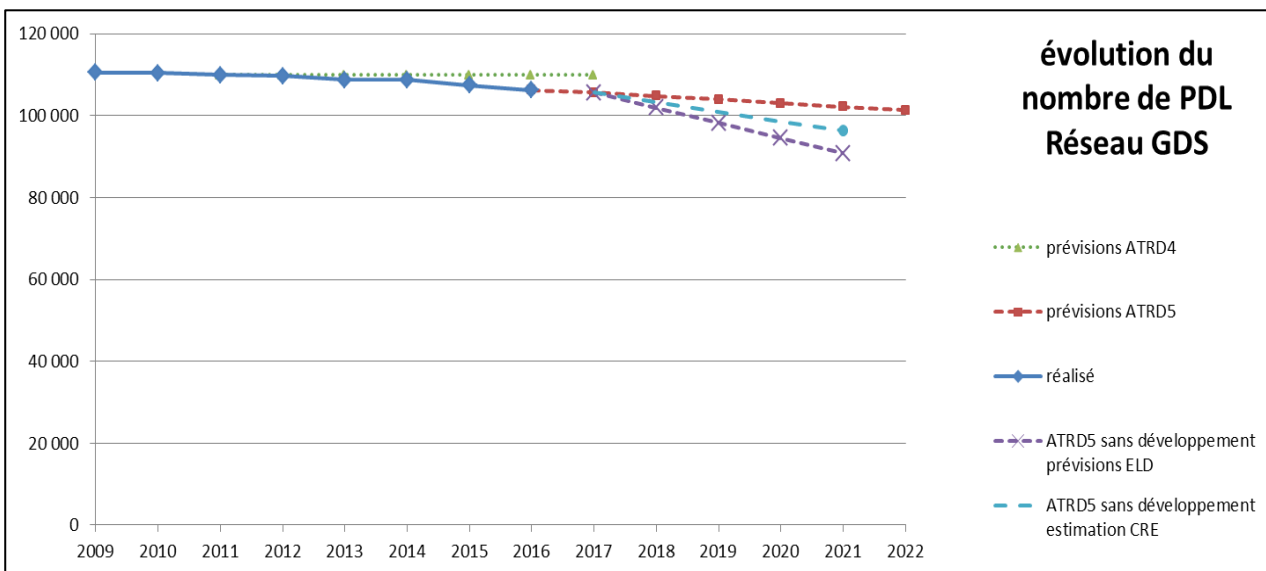
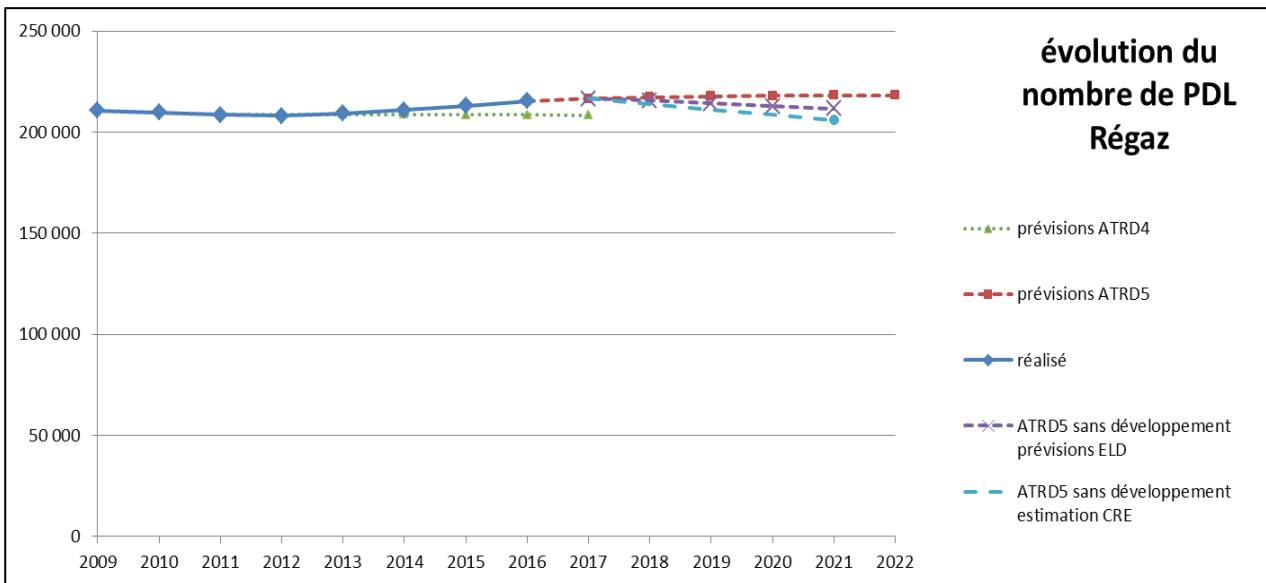
4.6 Hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis

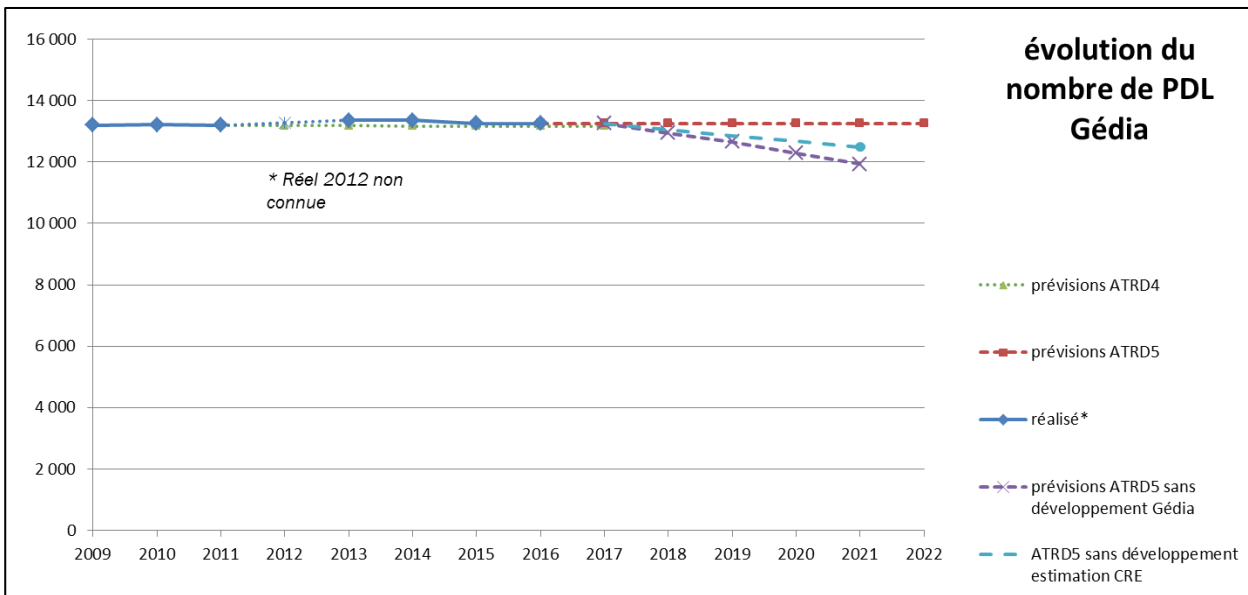
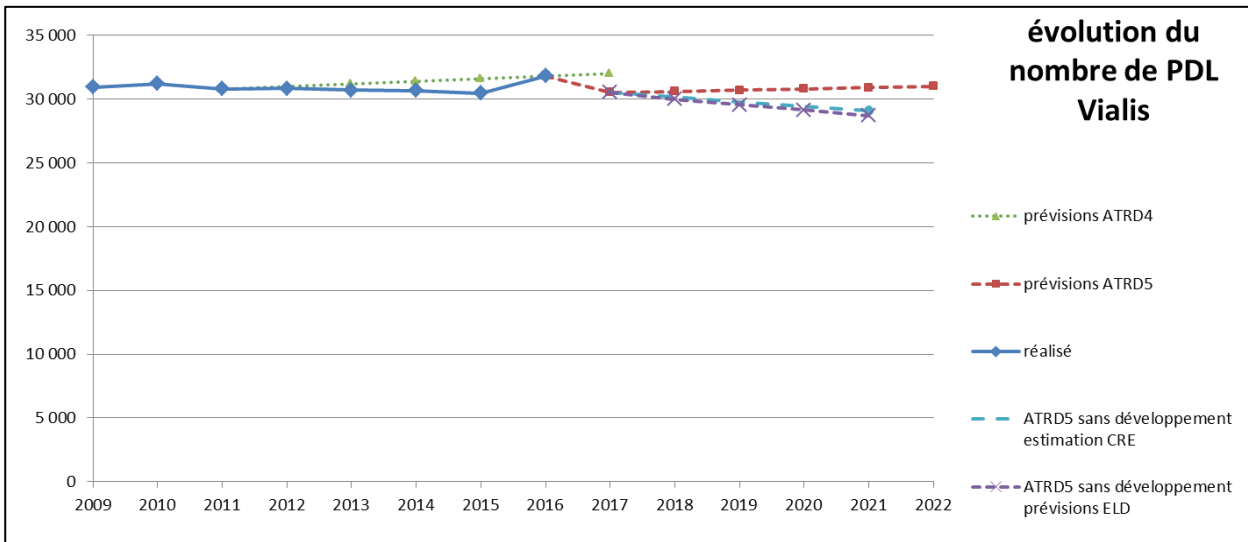
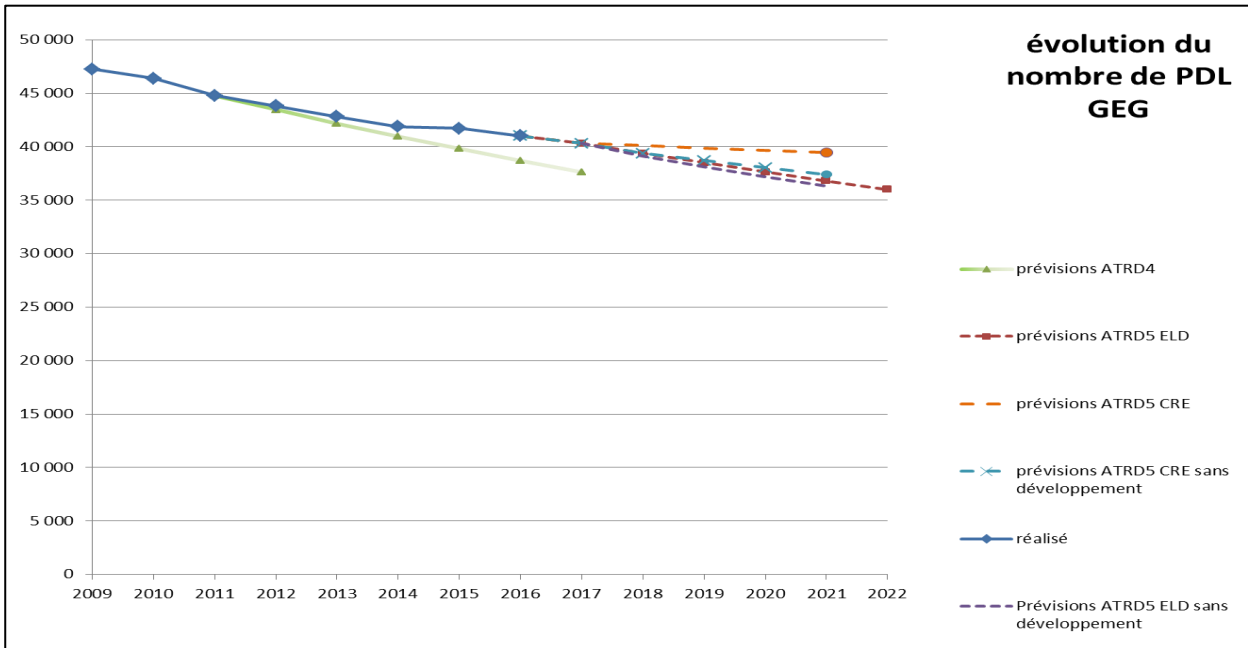
4.6.1 Hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis

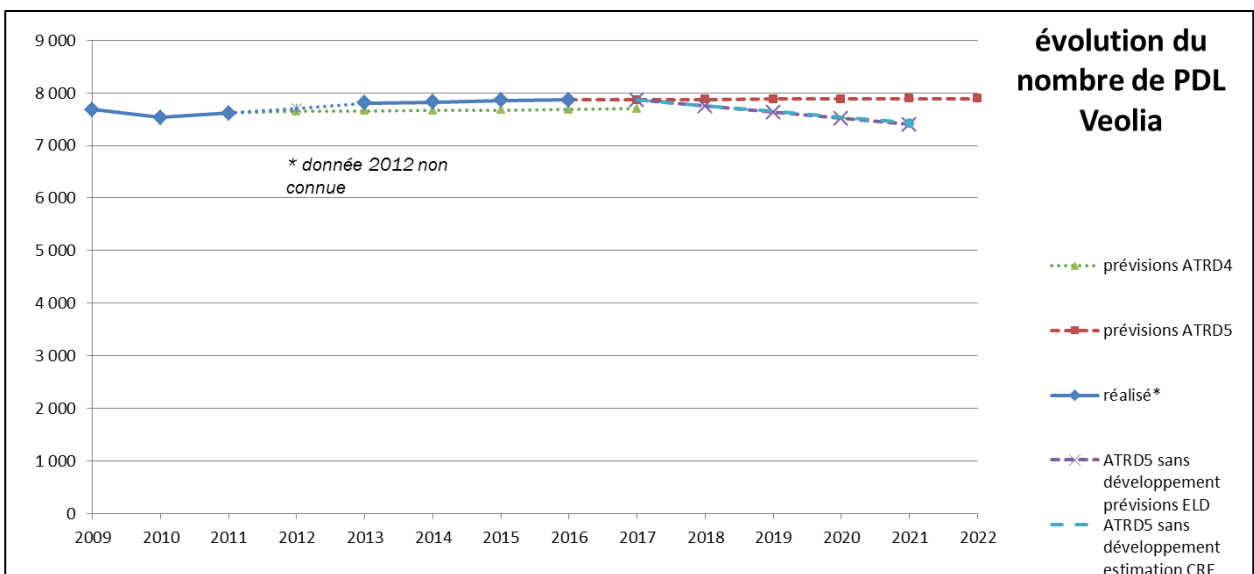
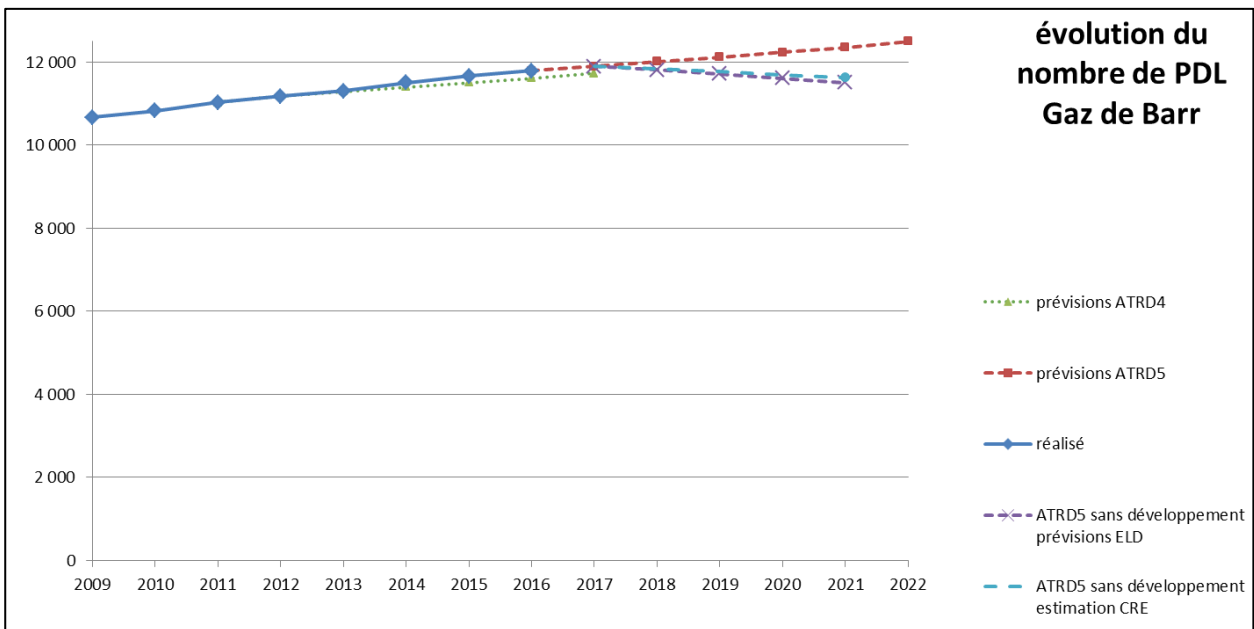
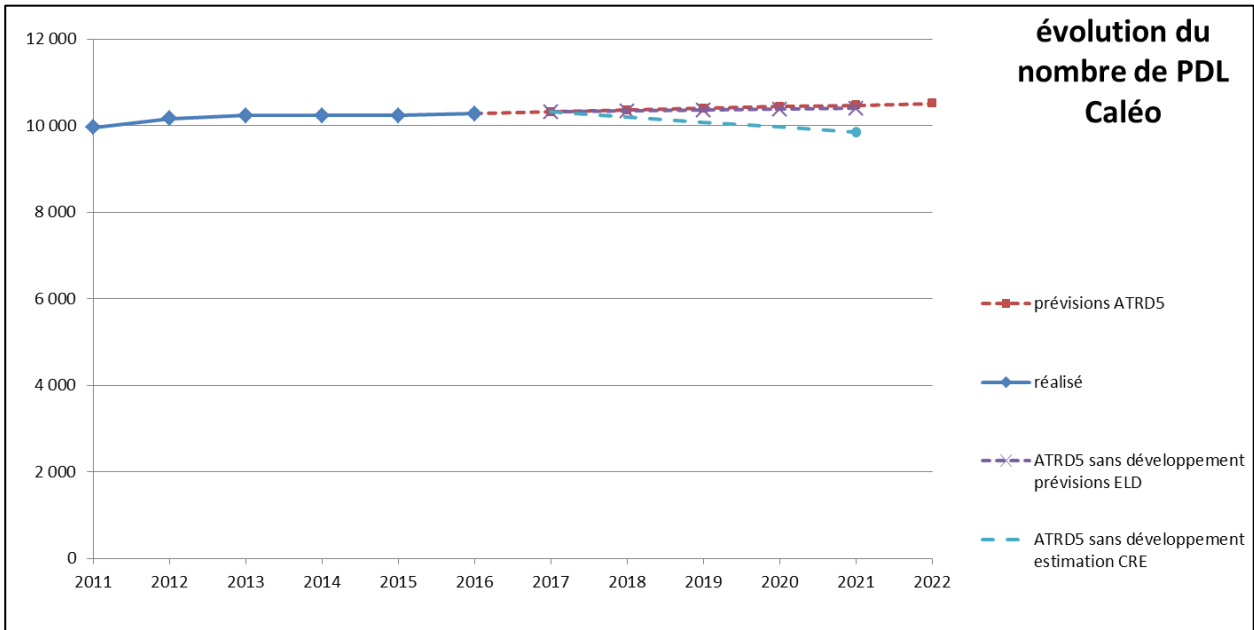
Nombre de consommateurs desservis (PDL)	Evolution annuelle moyenne constatée sur 2013-2016	Evolution annuelle moyenne prévue sur 2016-2018	Evolution annuelle moyenne prévue sur 2018-2021	2018	2019	2020	2021
Régaz-Bordeaux	1,0 %	0,4 %	0,1 %	217 319	217 779	217 938	218 098
Réseau GDS	-0,8 %	-0,7 %	-0,8 %	104 756	103 894	103 031	102 169
GEG – prévisions ELD	-1,4 %	-2,0 %	-2,2 %	39 382	38 490	37 628	36 797
GEG – proposition CRE	-1,4 %	-1,1 %	-0,5 %	40 096	39 885	39 675	39 466
Vialis	1,2 %	-2,0 %	0,3 %	30 595	30 698	30 801	30 904
Gedia	-0,3 %	-0,0 %	0,0 %	13 251	13 251	13 251	13 253
Caléo	0,1 %	0,4 %	0,4 %	10 354	10 394	10 434	10 474
Gaz de Barr	1,4 %	0,9 %	1,0 %	12 004	12 116	12 231	12 348
Veolia Eau	0,3 %	0,1 %	0,1 %	7 872	7 878	7 882	7 886
Sorégies	5,1 %	3,4 %	3,0 %	7 672	7 969	8 175	8 364

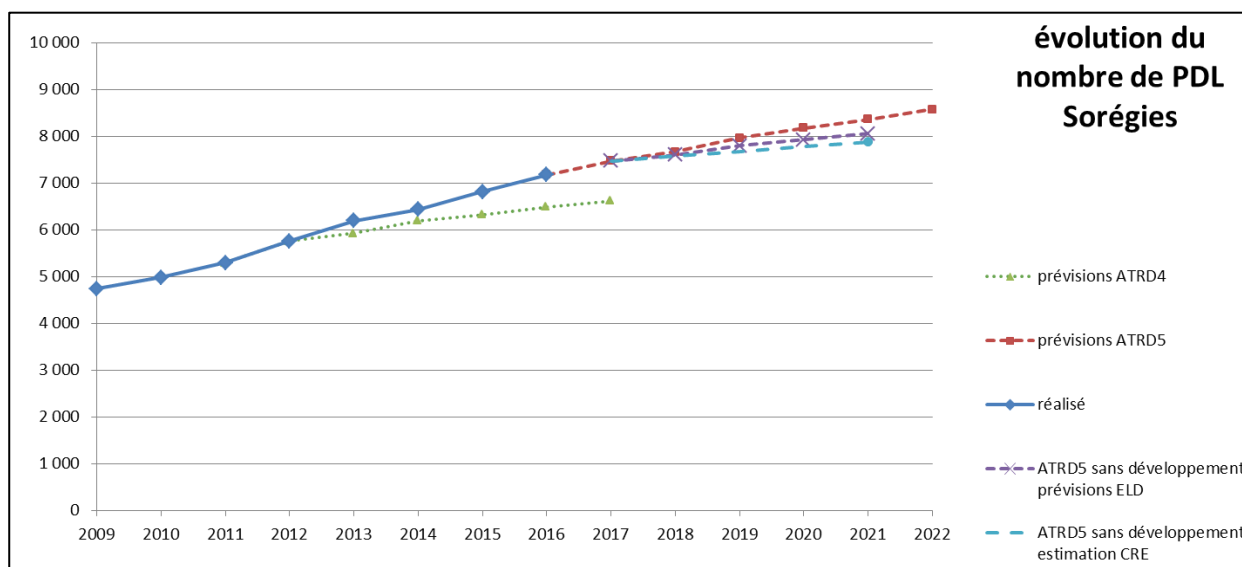
Quantités de gaz acheminées (MWh)	Evolution annuelle moyenne constatée sur 2013-2016	Evolution annuelle moyenne prévue sur 2016-2018	Evolution annuelle moyenne prévue sur 2018-2021	2018	2019	2020	2021
Régaz-Bordeaux	-0,4 %	-1,1 %	-1,1 %	4 143 834	4 097 224	4 050 613	4 004 003
Réseau GDS	0,5 %	-3,3 %	-3,4 %	4 541 109	4 209 125	4 150 308	4 092 010
GEG – prévisions ELD	-7,1 %	-0,9 %	-1,6 %	592 579	583 093	573 839	564 809
GEG – proposition CRE	-7,1 %	0,3 %	0,8 %	606 771	611 306	615 906	620 573
Vialis	2,1 %	-4,4 %	0,5 %	821 456	825 496	829 536	833 576
Gedia	-1,9 %	-0,6 %	-0,5 %	391 191	388 876	387 036	385 812
Caléo	-0,2 %	0,2 %	0,2 %	300 926	301 581	302 236	302 891
Gaz de Barr	-1,1 %	-0,6 %	-0,4 %	515 312	508 530	508 772	509 035
Veolia Eau	-1,9 %	1,7 %	0,6 %	280 123	290 921	287 897	284 916
Sorégies	-1,5 %	4,4 %	3,1 %	198 096	210 029	215 243	216 810

Pour chaque ELD, l'évolution du nombre de consommateur, réalisée entre 2009 et 2016 et prévue à partir de 2016, est présentée sur les graphiques suivants :









4.6.2 Analyse préliminaire de la CRE

Les prévisions diffèrent fortement entre les ELD, selon les dynamiques observées sur la période précédente. Globalement, les ELD prévoient un contexte plus difficile pour le raccordement des consommateurs, avec une concurrence accrue des autres énergies, et notamment pour certaines concessions des réseaux de chaleur urbains. Par ailleurs, les efforts d'efficacité énergétique des consommateurs, et notamment la rénovation des bâtiments, devraient entraîner, d'après les ELD, une baisse des quantités unitaires par consommateur.

Après une analyse approfondie, la CRE envisage de retenir les hypothèses de nombre de consommateurs desservis et de quantités de gaz distribuées présentées par les ELD, sauf pour GEG.

En effet, le nombre de consommateurs desservis par le réseau de GEG a fortement diminué entre 2013 et 2016 (- 4,2 %, soit une évolution annuelle moyenne de - 1,44 %). Cependant, GEG n'a dépensé en aides commerciales sur cette période que 34 k€ par an en moyenne, soit 17% seulement du montant couvert par le tarif (206 k€ par an), soit un gain pour GEG de 172 k€ par an. GEG prévoit sur la période ATRD5 une accélération de la baisse du nombre de consommateurs (évolution annuelle moyenne prévisionnel de - 2,24 %), en demandant une couverture de charges estimée à 85 k€ par an au titre du développement du nombre de consommateurs.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments conduit la CRE à revoir l'hypothèse du nombre de consommateurs sur la période 2018-2021. Ainsi, la tendance observée sur la période 2013-2016 pourrait se prolonger dans le cas où GEG n'engagerait aucune action de développement. Néanmoins, l'hypothèse que la CRE envisage de retenir pour le tarif tient compte d'un objectif de développement s'élevant à 2 189 consommateurs supplémentaires, pour lequel un montant prévisionnel de 160 k€ par an est pris en compte dans le revenu autorisé (voir paragraphe 3.4). Cette hypothèse est présentée dans le tableau du paragraphe 4.6.1 (sous le libellé « prévision CRE »).

Par ailleurs, l'hypothèse de quantités distribuées est mise en cohérence avec l'hypothèse du nombre de consommateurs que la CRE envisage de retenir, sur la base des hypothèses d'évolution des quantités unitaires par option tarifaire faites par GEG.

4.7 Trajectoires envisagées d'évolution des tarifs ATRD5 des ELD

4.7.1 ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique

La trajectoire d'évolution de la grille tarifaire du tarif ATRD5 de chaque ELD se déduit de la trajectoire prévisionnelle de revenu autorisé de l'opérateur et des hypothèses de quantités distribuées et de nombre de clients desservis.

A titre illustratif, la trajectoire d'évolution du tarif ATRD5 des ELD est présentée sur la base :

- d'un CMPC, réel, avant impôts de 4,75 %, valeur qui se situe dans la fourchette envisagée par la CRE à ce stade ;
- de la prise en compte des fourchettes « haute » et « basse » résultant de l'analyse préliminaire de la CRE pour les charges nettes d'exploitation ;
- d'un équilibre tarifaire calculé sur 4 ans avec une évolution annuelle de la grille tarifaire suivant l'inflation ;

- sans prise en compte des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG.

La décomposition de l'évolution est la suivante :

ELD	Evolution tarifaire au 1 ^{er} juillet 2018 Fourchette Haute	Effet tarif constant	Effet portefeuille	Effet assiette CCN	Effet taux de rémunération	Effet charges d'exploitation
Régaz-Bordeaux	-0,9%	-1,5 %	2,6 %	0,2 %	-7,2 %	5,1%
Réseau GDS	-4,4%	-4,3 %	6,4 %	1,2 %	-7,7 %	-0,1%
GEG	-5,8%	6,8 %	-7,8 %	-2,3 %	-4,0 %	1,6%
Vialis	4,2%	0,5 %	6,7 %	1,9 %	-7,8 %	3,1%
Gedia	-0,1%	-7,1 %	-0,1 %	0,6 %	-6,2 %	12,6%
Caléo	-11,0%	-9,1 %	9,6 %	-0,6 %	-7,3 %	-3,6%
Gaz de Barr	-0,6%	2,4 %	-1,0 %	3,9 %	-8,8 %	2,8%
Veolia Eau	8,5%	0,2 %	-5,1 %	3,1 %	-6,5 %	16,8%
Sorégies	-8,0%	-17,8 %	-9,8 %	19,5 %	-13,4 %	13,5%

Les effets « tarif constant », « portefeuille », « assiette CCN » et « taux de rémunération » sont identiques, les fourchettes haute et basse n'impactent que les charges d'exploitation et l'évolution tarifaire au 1^{er} juillet 2018.

ELD	Evolution tarifaire au 1 ^{er} juillet 2018 Fourchette Basse	Effet tarif constant	Effet portefeuille	Effet assiette CCN	Effet taux de rémunération	Effet charges d'exploitation
Régaz-Bordeaux	-2,9%	-1,5 %	2,6 %	0,2 %	-7,2 %	3,0%
Réseau GDS	-10,3%	-4,3 %	6,4 %	1,2 %	-7,7 %	-6,0%
GEG	-9,6%	6,8 %	-7,8 %	-2,3 %	-4,0 %	-2,2%
Vialis	0,3%	0,5 %	6,7 %	1,9 %	-7,8 %	-0,9%
Gedia	-2,8%	-7,1 %	-0,1 %	0,6 %	-6,2 %	9,9%
Caléo	-13,5%	-9,1 %	9,6 %	-0,6 %	-7,3 %	-6,1%
Gaz de Barr	-5,0%	2,4 %	-1,0 %	3,9 %	-8,8 %	-1,7%
Veolia Eau	-0,5%	0,2 %	-5,1 %	3,1 %	-6,5 %	7,7%
Sorégies	-15,1%	-17,8 %	-9,8 %	19,5 %	-13,4 %	6,4%

4.7.2 ELD disposant du tarif commun

Au 1^{er} juillet 2018, la grille tarifaire des ELD disposant d'un tarif commun devrait être égale à la moyenne des grilles tarifaires de Gedia, Caléo et Gaz de Barr.

Compte tenu des évolutions tarifaires envisagées par la CRE pour ces 3 ELD, la baisse du tarif commun serait comprise entre - 10,1 % et - 6,6 % au 1^{er} juillet 2018, avec une évolution annuelle de la grille tarifaire à compter du 1^{er} juillet 2019 d'un pourcentage annuel de variation égal à l'inflation, hors apurement du CRCP.

5. PROJETS DE COMPTAGE EVOLUE DE REGAZ-BORDEAUX ET DE GEG

Régaz-Bordeaux et GEG ont chacun soumis à la CRE un projet de comptage évolué. Ces projets diffèrent des projets classiques menés par ces ELD tant par le niveau de leurs coûts que par le niveau élevé des gains attendus.

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, la CRE envisage d'anticiper la prise en compte des coûts des projets de comptage évolué de Régaz-Bordeaux et GEG dans la définition de leur tarif ATRD5 respectif. Les tarifs ATRD5 de Régaz-Bordeaux et de GEG seraient ainsi définis en prenant en compte les trajectoires de coûts et d'économies présentées ci-dessus liées aux projets de comptage évolué des deux ELD.

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

Les charges additionnelles liées aux projets de comptage évolué pour Régaz-Bordeaux et GEG sont présentées ci-après.

5.1 Charges nettes d'exploitation

Les charges d'exploitation additionnelles à prendre en compte par les tarifs ATRD5 de Régaz-Bordeaux et de GEG sont les suivantes :

Charges nettes d'exploitation additionnelles (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	610	550	461	369	498
GEG	175	227	219	168	197

5.2 Charges de capital

Les charges de capital additionnelles à prendre en compte par les tarifs ATRD5 de Régaz-Bordeaux et de GEG sont les suivantes. Elles tiennent compte des orientations concernant le mécanisme de régulation incitative des projets de comptage de Régaz-Bordeaux et de GEG présentées dans la consultation publique N° 2017-010³⁰.

Charges de capital additionnelles (en k€ courants)	2018	2019	2020	2021	Moyenne 2018-2021
Régaz-Bordeaux	-22	855	1 005	1 154	748
GEG	33	162	470	468	283

5.3 Hausse des tarifs ATRD5 de Régaz-Bordeaux et de GEG liée aux projets de comptage évolué

La prise en compte des charges additionnelles liées aux projets de comptage évolué aboutit, par rapport aux fourchettes d'évolution tarifaire présentées au paragraphe 4.7.1, à une augmentation du niveau du tarif pour Régaz-Bordeaux et pour GEG respectivement de + 2,6 % et de + 4,8 %.

Compte-tenu des éléments présentés au paragraphe 4.7.1, l'évolution globale du tarif ATRD5 pour Régaz-Bordeaux et GEG envisagée au 1^{er} juillet 2018 pourrait être comprise entre les valeurs ci-dessous :

- -0,3 % et +1,7 % pour Régaz-Bordeaux ;
- -4,8 % et -1,0 % pour GEG.

suivie d'une évolution annuelle de la grille tarifaire selon l'inflation.

³⁰ Consultation publique du 20 juillet 2017 N° 2017-010 relative aux projets de déploiement des compteurs évolués de gaz naturel des gestionnaires de réseaux de distribution Régaz-Bordeaux et GEG.

6. STRUCTURE DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel concernent plus de 11 millions de consommateurs. Pour permettre une ouverture réelle du marché du gaz en France, ces tarifs doivent être aussi simples et lisibles que possible. Pour les tarifs actuellement en vigueur, la CRE a retenu 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 (voir paragraphe 1.1.) ;
- fixation d'un tarif spécifique pour chaque GRD tenant des comptes dissociés et d'un tarif commun pour les autres GRD ;
- structure tarifaire commune pour tous les GRD, composée de quatre options tarifaires 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) ;

- définition d'une option tarifaire spéciale dite « tarif de proximité » (option trinôme TP), pour les gros consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution.

Les grilles tarifaires ATRD des ELD de gaz naturel ne sont pas homothétiques à celle de GRDF. La grille tarifaire d'une ELD ne peut pas être obtenue en appliquant un coefficient proportionnel unique à la grille tarifaire ATRD de GRDF.

L'absence d'homothétie conduit les fournisseurs alternatifs à des développements supplémentaires de systèmes d'information afin de proposer des offres commerciales pour les consommateurs raccordés aux réseaux des ELD. En effet, l'absence d'homothétie a pour conséquence de faire varier d'une ELD à l'autre les seuils (y compris CTA) de consommations, de capacités souscrites et de distance aux réseaux, conduisant les fournisseurs alternatifs à retenir pour le compte de leur client une option tarifaire plutôt qu'une autre afin d'optimiser leur facture d'acheminement distribution.

Dans un contexte de convergence globale des pratiques et des règles applicables à l'ensemble des GRD, la CRE envisage d'harmoniser les structures des grilles tarifaires des ELD de gaz naturel en les rendant homothétiques à celle de GRDF au cours de la période ATRD5.

Les grilles tarifaires ATRD de GEG, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Sorégies et Veolia Eau (à l'exception de l'option tarifaire TP pour cette dernière ELD) sont très proches de celle de GRDF. En conséquence, l'harmonisation des structures des grilles tarifaires avec celle de GRDF conduirait à des évolutions moyennes de factures d'acheminement distribution (y compris CTA) pour chaque catégorie de consommateurs, toutes choses étant égale par ailleurs, comprises entre - 1,9 % et + 1,7 %. Ces évolutions de la facture d'acheminement distribution correspondent à une évolution comprise entre - 0,9 % et + 0,60 % de la facture de fourniture hors taxe d'un consommateur raccordé aux réseaux de distribution de gaz naturel. En conséquence, la CRE envisage de rendre les grilles ATRD de ces ELD homothétiques à celle de GRDF à compter du 1^{er} juillet 2018.

Les termes tarifaires de l'option TP de la grille ATRD de Veolia Eau divergent fortement de ceux de la grille ATRD de GRDF. Une harmonisation de cette option avec GRDF impliquerait une très forte hausse de la facture acheminement pour le site industriel concerné. Par conséquent, la CRE envisage d'exclure l'option tarifaire TP de l'harmonisation de la structure de la grille tarifaire de Veolia Eau avec celle de GRDF.

Les grilles tarifaires de Régaz-Bordeaux et de Réseau GDS ont des structures spécifiques qui conduiraient à de fortes évolutions moyennes de factures d'acheminement distribution (y compris CTA) en cas d'harmonisation des structures de ces grilles avec celle de GRDF. Pour chaque catégorie de consommateurs, ces évolutions, toutes choses étant égale par ailleurs, seraient comprises entre - 14,8 % et + 26,8 %, correspondant à une évolution comprise entre - 6,4 % et + 3,08 % de la facture de fourniture hors taxe, d'un consommateur raccordé aux réseaux de distribution de gaz naturel. Afin de limiter l'impact de ces évolutions en structure des grilles tarifaires de Régaz Bordeaux et Réseau GDS, la CRE envisage de lisser sur quatre ans, l'harmonisation des structures de ces grilles consistant à les rendre homothétique à celle de GRDF à compter du 1^{er} juillet 2021.

Q21 : Etes-vous favorable à l'harmonisation des structures des grilles tarifaires ATRD des ELD de gaz naturel consistant à les rendre homothétiques à celles de GRDF ? La méthodologie envisagée par la CRE vous semble-elle pertinente ?

Par ailleurs, dans la perspective des tarifs ATRD6, la CRE a engagé une réflexion générale sur une éventuelle évolution de la structure du tarif ATRD de GRDF, afin de permettre une affectation économique des coûts à long terme générés par chaque consommateur en fonction de leur utilisation du réseau. La CRE prévoit d'organiser des travaux d'analyse de la répartition des coûts à long terme en concertation avec les GRD et les acteurs de marché.

En complément de ces travaux, la CRE souhaite également étudier la pertinence d'une évolution du traitement tarifaire des GRD de rang $n+1$, défini par les délibérations de la CRE du 25 avril 2013³¹ et du 10 mars 2016³².

7. REGLES TARIFAIRES APPLICABLES AUX NOUVELLES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

La délibération de la CRE du 25 avril 2013³³ définit les règles applicables aux nouvelles concessions de gaz naturel attribuées à l'issue d'une mise en concurrence.

Cette délibération ne prévoit cependant pas les règles tarifaires applicables aux autres modes de gestion, direct ou indirect, de l'activité de distribution de gaz naturel (notamment l'affermage, la régie, la société d'économie mixte). La CRE envisage d'étudier l'extension des règles tarifaires applicables aux nouvelles concessions aux autres modes de gestion de l'activité de distribution de gaz naturel.

Par ailleurs, les règles tarifaires applicables aux nouvelles concessions de gaz naturel sont indépendantes des tarifs ATRD péréqués des ELD en cours de définition. La CRE considère que ces travaux doivent faire l'objet de deux décisions distinctes. En conséquence, la CRE propose de reprendre les règles tarifaires applicables aux nouvelles concessions de gaz naturel dans une délibération distincte de celle portant décision sur les tarifs ATRD des ELD.

Q22 : Que pensez-vous d'une éventuelle extension des règles tarifaires applicables aux nouvelles concessions aux autres modes de gestion de l'activité de distribution de gaz naturel ?

³¹ 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

³² 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

³³ 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

8. QUESTIONS

Bilan des tarifs ATRD4 des ELD

Q1 : Quel est votre retour d'expérience sur les tarifs ATRD4 des ELD et les conditions d'utilisation actuelles des réseaux de distribution de gaz naturel des ELD, entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2013 à l'exception du tarif de Sorégies, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2014 ? Partagez-vous les analyses de la CRE sur le bilan des tarifs ATRD4 des ELD ?

Cadre de régulation incitative

Q2 : Êtes-vous favorable au maintien d'une durée de quatre ans environ pour les prochains tarifs des ELD ? Si vous ne considérez pas cette durée comme pertinente, quelle serait, selon vous, la durée la plus pertinente ? Quelles conditions devraient accompagner cette évolution de la durée ?

Q3 : Êtes-vous favorable à la reconduction du mécanisme en vigueur d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation des ELD selon lequel l'opérateur conserve les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?

Q4 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors-réseaux » ?

Q5 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un mécanisme de suivi des coûts unitaires des investissements dans les réseaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage des ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique ? Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE ?

Q6 : Êtes-vous favorable à l'évolution de la fréquence de calcul et de remontée des valeurs des indicateurs à la CRE proposée ?

Q7 : Avez-vous des remarques sur la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service envisagés ?

Q8 : Êtes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'attribution des bonus et des pénalités, c'est-à-dire à la fixation d'un unique objectif de référence fondé sur la moyenne pondérée des performances des ELD sur les deux années précédentes et de valeurs « plancher » pour les indicateurs incités financièrement ?

Q9 : Êtes-vous favorable à l'évolution proposée du mécanisme d'ajustement des paramètres de la régulation incitative de la qualité de service en cours de période tarifaire ?

Q10 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'un mécanisme incitant les ELD à développer un portail à destination des fournisseurs ?

Q11 : Êtes-vous favorable à la mise en place d'une régulation incitant les ELD à développer le nombre d'utilisateurs raccordés au réseau de gaz ?

Q12 : Êtes-vous favorable aux modalités du mécanisme d'incitation envisagé par la CRE ?

Q13 : Êtes-vous favorable à l'introduction pour les ELD concernées d'un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D avec un suivi en fin de période tarifaire des projets de R&D des ELD ?

Q14 : Êtes-vous favorable à la prise en compte des charges de pertes et différences diverses au CRCP ?

Q15 : Êtes-vous favorable à la reconduction des principes du mécanisme de CRCP existant ? Sinon, quelles seraient, selon vous, les modifications à apporter au mécanisme actuellement en vigueur ?

Q16 : Êtes-vous favorable aux évolutions proposées concernant les différents postes au CRCP ?

Q17 : Êtes-vous favorable au maintien d'une clause de rendez-vous pour les tarifs ATRD5 des ELD, selon des critères d'activation similaires à ceux mis en place pour la clause de rendez-vous des tarifs ATRD4 ?

Demandes tarifaires des ELD et analyse préliminaire de la CRE

Q18 : Que pensez-vous des hausses des charges d'exploitation demandées par les ELD ?

Q19 : Que pensez-vous des fourchettes hautes et basses de charges d'exploitation retenues par la CRE ?

Q20 : Que pensez-vous de la fourchette de taux de rémunération envisagée par la CRE ?

Structure des tarifs

Q21 : Êtes-vous favorable à l'harmonisation des structures des grilles tarifaires ATRD des ELD de gaz naturel

consistant à les rendre homothétiques à celles de GRDF ? La méthodologie envisagée par la CRE vous semble-elle pertinente ?

Nouvelles concessions

Q22 : Que pensez-vous d'une éventuelle extension des règles tarifaires applicables aux nouvelles concessions aux autres modes de gestion de l'activité de distribution de gaz naturel ?

Autre question

Q23 : Avez-vous toute autre remarque sur les prochains tarifs ATRD5 des ELD ?

9. MODALITES DE REPONSE A LA CONSULTATION PUBLIQUE

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 15 septembre 2017 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp7@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en s'adressant à la Direction des Réseaux : + 33.1.44.50.41.90 ;
- en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE, merci d'indiquer les éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions figurant au chapitre précédent en argumentant leurs réponses.