



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2019-017 DU 1^{ER} OCTOBRE 2019 RELATIVE AU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF

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

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, dit tarif ATRD5, est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2016, en application de la délibération du 10 mars 2016¹, pour une durée de quatre ans environ. Le nouveau tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, dit tarif ATRD6, devrait entrer en vigueur le 1^{er} juillet 2020.

Compte tenu de la visibilité nécessaire à donner aux acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a d'ores et déjà organisé deux consultations publiques :

- la première, en date du 14 février 2019, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues et ont été publiées sur le site de la CRE en juillet 2019² ;
- la deuxième, en date du 27 mars 2019, concernait les premières orientations concernant la structure du tarif ATRD6. 27 réponses ont été reçues. Les réponses à cette consultation publique, hors les éléments confidentiels, sont publiées sur le site de la CRE en même temps que la présente consultation.

La présente consultation décrit les orientations préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir et le niveau du tarif en découlant. Elle vise également à présenter, sur la base des analyses effectuées et du retour des acteurs de marché, les orientations envisagées par la CRE concernant les propositions présentées dans les consultations publiques du 14 février et du 27 mars 2019. La CRE souhaite donc recueillir l'avis des acteurs de marché, en vue de la rédaction définitive de la délibération fixant le tarif ATRD6 de GRDF, prévue au début de l'année 2020.

Dans ses orientations préliminaires, la CRE a pris en compte, conformément aux dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique transmises par le ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire par courrier du 15 juillet 2019. Ces orientations sont publiées sur le site de la CRE en même temps que la présente consultation.

La présente consultation est ouverte pour 5 semaines, jusqu'au 8 novembre 2019.

Principaux enjeux

Une baisse tendancielle de la consommation de gaz naturel est à l'œuvre depuis plusieurs années, dans un contexte de transition énergétique et d'exigence de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES). Cette attrition de la consommation s'observe particulièrement sur le segment des consommateurs résidentiels qui adoptent de nouveaux comportements afin de maîtriser leur demande de gaz.

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant décision sur la tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

² <https://www.cre.fr/content/download/21219/270731>

L'atteinte des objectifs du projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) passera à la fois par une réduction de la consommation d'énergie, en particulier celle d'origine fossile et par une modification progressive du mix énergétique, incluant en particulier le développement du gaz d'origine renouvelable et l'adaptation en conséquence des infrastructures gazières. Le projet de PPE mis en consultation en janvier 2019 fixe un objectif de 14 à 22 TWh de biogaz injectés dans les réseaux d'ici 2028. L'atteinte des objectifs en matière de biométhane injecté dans les réseaux nécessitera un engagement budgétaire conséquent de la part de l'Etat (entre 7 et 9 Mds€ de dépense publique supplémentaire pour le soutien à la production de gaz renouvelable entre 2019 et 2028) ainsi qu'un volume important d'investissements pour les gestionnaires de réseau.

Dans la tendance globale évoquée ci-dessus de réduction des consommations de gaz, s'insèrent toutefois de nouveaux usages qui pourraient offrir des relais de croissance pour la consommation de gaz, tels que la filière du gaz naturel pour véhicules (GNV et bioGNV).

Dans ce contexte, la maîtrise des charges et des investissements de GRDF est au cœur de l'élaboration du tarif ATRD6. Pour autant, GRDF devra faire face à de nouvelles dépenses :

- l'adaptation des réseaux au développement de l'injection de biométhane ;
- la poursuite de la politique de modernisation des ouvrages pour le maintien d'un niveau de sécurité maximal ;
- l'entrée en phase industrielle du projet de conversion gaz B/H.

Par ailleurs, la prochaine période tarifaire verra la fin du déploiement massif du projet de comptage évolué Gazpar. La trajectoire d'investissements de GRDF est impactée à la hausse par le déploiement jusqu'en 2023. Associée à ce déploiement, la période ATRD6 verra aussi se matérialiser les gains de charges d'exploitation identifiés lors de la validation du projet.

Dans ce contexte, la régulation tarifaire doit inciter GRDF à l'efficacité opérationnelle, à la maîtrise des investissements futurs et à la limitation des risques de coûts échoués. En outre, afin d'assurer la soutenabilité du tarif dans un contexte marqué par la nécessaire baisse des consommations par client, des actions ciblées visant à lutter contre l'érosion du nombre de consommateurs de gaz naturel peuvent rester pertinentes, en particulier si elles contribuent à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) comme la conversion du fuel vers le gaz.

La CRE considère que la tarification des réseaux de distribution de gaz doit prendre en compte ces enjeux, en plus des objectifs de simplicité, prévisibilité et continuité.

Niveau tarifaire

Le gestionnaire de réseaux de distribution de gaz naturel GRDF a formulé une demande d'évolution tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2020-2023 ainsi qu'une demande relative au cadre de régulation.

La prise en compte des éléments du dossier tarifaire et de ses mises à jour adressés à la CRE par GRDF conduirait à une hausse du tarif unitaire moyen de + 1,1 % en moyenne par an sur toute la durée du tarif, sur la base d'une inflation prévisionnelle de 1,3 % par an.

La demande de GRDF est notamment fondée sur des hausses des charges nettes d'exploitation (hors charges d'énergie) importantes, de + 8,9 % en 2020 par rapport au niveau réalisé en 2018, puis + 1,9 % par an entre 2020 et 2023.

Enfin, GRDF demande un coût moyen pondéré du capital de 4,80 % réel avant impôt.

En regard des demandes de l'opérateur, et en plus de ses analyses propres, la CRE s'est appuyée sur des études de consultants externes, dont les conclusions, qui n'engagent pas la CRE, sont publiées en même temps que la présente consultation publique. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande relative aux charges d'exploitation de GRDF pour la période 2020-2023 ;
- un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution. GRDF demande un coût moyen pondéré du capital de 4,80 % (réel avant impôts), contre 5,0 % dans le tarif ATRD5.

A ce stade, la CRE envisage de :

- limiter la hausse des charges nettes d'exploitation de GRDF par rapport à la demande initiale. Afin de donner un cadre à la consultation, le choix a été fait de présenter les ajustements résultant de l'audit du consultant externe associés aux ajustements envisagés par la CRE comme une borne basse et la demande de GRDF comme une borne haute ; cette méthode permet de retenir, pour la consultation, une fourchette de charges nettes d'exploitation dans laquelle les charges liées à la sécurité du réseau ont été intégralement maintenues.

- retenir un coût moyen pondéré du capital (CMPC) dans une fourchette de 3,5 % à 4,1 %. La méthode retenue pour établir cette fourchette est inchangée par rapport à celle retenue pour le tarif ATRD5. Elle est fondée sur un CMPC à structure normative et assure une rémunération raisonnable des capitaux investis, permettant de maintenir l'attractivité des infrastructures gazières en France, tout en prenant en compte l'évolution des paramètres financiers, dans un contexte marqué par la baisse significative et durable des taux d'intérêt sur les marchés. Cette fourchette intègre la baisse programmée de l'impôt sur les sociétés (IS) qui passe de 34,43 % à 26,99 % en moyenne sur la période tarifaire. À titre indicatif, la fourchette de CMPC (réel avant impôts) envisagée aurait été de 3,8 % à 4,4 % à taux d'imposition inchangé par rapport à la précédente période tarifaire.

Concernant les investissements, la perspective de baisse de la consommation de gaz accroît l'importance de leur sélectivité, avec pour objectifs prioritaires la sécurité et l'intégration du biométhane. S'agissant des extensions de réseaux, elles doivent être limitées au maximum pour éviter de créer des coûts échoués futurs. Une réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeuble - conduites montantes, rendue possible en termes de soutenabilité tarifaire compte tenu de la baisse des charges de capital associées à la baisse anticipée des taux, a été proposée par GRDF et est envisagée favorablement par la CRE comme un moyen de réduire ce risque de coûts échoués.

À titre purement illustratif, en retenant le milieu entre la borne basse et la borne haute, à la fois en termes de CMPC et de trajectoire des charges nettes d'exploitation et en considérant la baisse de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeubles - conduites montantes, l'évolution du tarif unitaire ATRD6 pourrait alors s'établir autour de - 1,1 % en moyenne par an pour GRDF. L'essentiel de l'écart avec les évolutions tarifaires associées à la demande de GRDF est dû au niveau de CMPC envisagé, inférieur à celui demandé par GRDF. La gestion des réseaux de gaz étant une activité très capitalistique, il est tout à fait normal que les consommateurs bénéficient d'une baisse du tarif d'utilisation des réseaux, dans une période de baisse des taux d'intérêt. Le taux illustratif utilisé ne présume cependant en rien le choix définitif.

Cadre de régulation tarifaire

La CRE envisage de reconduire pour le tarif ATRD6 les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur : régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, régulation incitative de la qualité de service et de la recherche et développement, couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le compte de régularisation des produits et des charges (CRCP). Les acteurs de marché s'y sont montrés favorables dans leurs réponses à la consultation publique du 14 février 2019. S'agissant des recettes tarifaires, la CRE envisage de maintenir en dehors du CRCP la part abonnement des recettes, dispositif mis en œuvre depuis le tarif ATRD3. Elle envisage en revanche de supprimer les bonus versés à GRDF pour les nouveaux raccordements introduits dans le tarif ATRD5.

Le cadre de régulation actuel présente le risque d'inciter GRDF à trop investir. Dans l'objectif d'envoyer un signal plus pertinent à l'investissement, la CRE envisage d'introduire une distinction entre, d'une part, le taux de rémunération des actifs historiques, dont les modalités de détermination resteraient inchangées (c'est-à-dire un taux calculé sur des données de long terme) et, d'autre part, le taux de rémunération des nouveaux actifs qui serait basé sur des données de court/moyen terme qui s'appliquerait pour une durée de 4 ans à chaque nouvel investissement. Une réponse doit être apportée à cette question à l'issue de la consultation. La CRE envisage par ailleurs de maintenir le dispositif de régulation incitative des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux.

Structure tarifaire

La CRE a retenu depuis plusieurs exercices tarifaires une structure tarifaire simple et stable pour la distribution de gaz et envisage de reconduire, pour la période ATRD6, les grands principes en vigueur tout en procédant à quelques adaptations, nécessaires compte tenu des évolutions des usages de ces réseaux. Les évolutions de structure envisagées permettent de répondre à deux enjeux :

- prendre en compte dans la structure tarifaire, les évolutions des comportements des consommateurs et notamment la baisse de la consommation unitaire des ménages, qui modifie le seuil de consommation permettant de distinguer l'usage chauffage (seuil entre les options T1 et T2). La CRE envisage ainsi l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 de 6 à 4 MWh. En parallèle, la CRE envisage de calculer la continuité entre options tarifaires sans tenir compte de la contribution tarifaire d'acheminement³ (CTA), ce qui est logique d'un point de vue des coûts de réseaux et permet de faciliter le changement de seuil en limitant les évolutions de facture ;
- assurer une meilleure continuité entre transport et distribution afin d'éviter des comportements d'optimisation individuelle non économiquement pertinents pour l'ensemble de la communauté des

³ Article 18 de la loi no 2004-803 du 9 août 2004 modifiée relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières

consommateurs de gaz naturel. Ainsi la CRE envisage d'appliquer une dégressivité dans la tarification de la capacité de l'option T4.

Les acteurs de marché se sont montrés globalement favorables à ces propositions d'évolution de la structure des tarifs de distribution de gaz dans leurs réponses à la consultation publique du 27 mars 2019.

Ces évolutions de la structure pourraient entrer en vigueur au 1^{er} juillet 2022, soit en même temps que l'entrée en vigueur des tarifs ATRD6 des entreprises locales de distribution (ELD) afin de donner une visibilité suffisante aux acteurs de marché et de s'inscrire dans le même calendrier que les évolutions prévues sur les profils. Toutefois, la tarification dégressive de la part capacitaire des T4 pourrait entrer en vigueur en même temps que le tarif ATRD6 de GRDF, soit au 1^{er} juillet 2020.

Paris, le 1^{er} octobre 2019.

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

Jean-François CARENCO

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 8 novembre 2019 :

- de préférence en saisissant leur contribution sur la nouvelle plate-forme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>;
- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp4@cre.fr ;

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

SOMMAIRE

1.	CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	7
1.1	COMPÉTENCES DE LA CRE	7
1.2	TYPLOGIE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (GRD) DE GAZ NATUREL ET DES TARIFS ET CALENDRIERS ASSOCIÉS	7
1.3	OBJET DE LA CONSULTATION.....	8
1.4	ORIENTATIONS DE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE	8
2.	CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE.....	8
2.1	GRANDS PRINCIPES TARIFAIRES.....	9
2.1.1	Détermination du revenu autorisé.....	9
2.1.2	Rémunération des actifs et couverture des investissements.....	10
2.1.3	Fonctionnement du CRCP	12
2.2	CALENDRIER TARIFAIRE	12
2.2.1	Durée de la période tarifaire	12
2.2.2	Evolution annuelle des termes tarifaires.....	12
2.3	RÉGULATION INCITATIVE À LA MAÎTRISE DES COÛTS	13
2.3.1	Régulation incitative des charges d'exploitation	13
2.3.2	Régulation incitative des investissements	16
2.4	RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE	19
2.4.1	Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur.....	19
2.4.2	Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période ATRD5	20
2.4.3	Adaptation du dispositif de régulation incitative de la qualité de service.....	22
2.5	RÉGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DE L'INNOVATION	22
2.5.1	État des lieux.....	22
2.5.2	Propositions d'évolution pour la période ATRD6	23
2.6	RÉGULATION INCITATIVE DU NOMBRE DE CONSOMMATEURS RACCORDÉS AUX RÉSEAUX DE GAZ	24
2.7	RÉGULATION INCITATIVE DES CHARGES RELATIVES AUX PERTES ET DIFFÉRENCES DIVERSES (PDD)	25
2.7.1	Mécanisme d'incitation introduit dans le tarif ATRD5 et évolutions envisagées pour le tarif ATRD6	25
2.7.2	Taux de pertes théorique envisagé.....	26
3.	NIVEAU TARIFAIRE.....	26
3.1	BILAN DE LA PÉRIODE ATRD5.....	26
3.2	DEMANDE TARIFAIRE DE GRDF ET PRINCIPAUX ENJEUX QUE L'OPÉRATEUR Y ASSOCIE.....	27
3.3	CHARGES D'EXPLOITATION	27
3.3.1	Demande de GRDF	27
3.3.2	Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue	29
3.3.3	Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires envisagés par la CRE... ..	30
3.4	COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL	36
3.4.1	Demande de GRDF	36
3.4.2	Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE.....	36
3.4.3	Fourchette de CMPC envisagée par la CRE.....	36
3.5	INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL NORMATIVES.....	37
3.5.1	Trajectoire des dépenses d'investissement.....	37
3.5.2	Trajectoire des charges de capital.....	39

3.5.3	Analyse préliminaire de la CRE	40
3.6	CRCP PRÉVISIONNEL AU 31 DÉCEMBRE 2019	41
3.7	REVENU AUTORISÉ	42
3.7.1	Demande de GRDF	42
3.7.2	Analyse préliminaire de la CRE	42
3.8	HYPOTHÈSES DE QUANTITÉS DE GAZ DISTRIBUÉES ET DE NOMBRE DE CONSOMMATEURS DESSERVIS	43
3.8.1	Évolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRD5	43
3.8.2	Évolutions prévues par GRDF sur la période tarifaire ATRD6	43
3.8.3	Analyse préliminaire de la CRE	44
3.9	ÉVOLUTION DU NIVEAU TARIFAIRE	44
3.9.1	Évolution moyenne de la grille tarifaire (hors R _f)	44
3.9.2	Évolution du terme R _f	45
4.	STRUCTURE TARIFAIRE	45
4.1	ADAPTATION DE LA STRUCTURE ACTUELLE	46
4.2	CALENDRIER ASSOCIÉ AUX ÉVOLUTIONS	50
4.3	GRILLE ILLUSTRATIVE POUR 2022	50
4.4	MODALITÉS DE SOUSCRIPTIONS DE CAPACITÉ	52
4.5	PRISE EN COMPTE DU DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE BIOMÉTHANE	53
5.	LISTE DES QUESTIONS	54
	ANNEXE 1 : INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE	55
	ANNEXE 2 : EXEMPLE DE GRILLE TARIFAIRE AU 1^{ER} JUILLET 2020	58

1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

1.1 Compétences de la CRE

L'article L. 134-2, 4° du code de l'énergie donne compétence à la CRE pour fixer les règles concernant les « conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel [...], y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux [...] et les évolutions tarifaires [...] ».

Les articles L. 452-1, L. 452-1-1, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. En particulier, l'article L. 452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel. En complément, 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. [...]* ».

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

Il existe actuellement 26 GRD de gaz naturel en France :

- GRDF, représentant 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France ;
- 25 autres GRD de plus petite taille :
 - Régaz-Bordeaux et R-GDS, représentant chacun environ 1,5 % des quantités de gaz distribuées, et acheminant du gaz naturel respectivement pour la ville de Bordeaux et 45 autres communes du département de la Gironde, et pour la ville de Strasbourg et 88 autres communes du département du Bas-Rhin ;
 - 20 autres GRD desservant moins de 100 000 clients, représentant au total 1 % des quantités de gaz distribuées et n'étant pas tenus, par la loi, de mettre en œuvre de séparation juridique ;
 - 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, étant des opérateurs « nouveaux entrants » sur la distribution de gaz naturel en France depuis octobre 2008 pour Antargaz, avril 2010 pour la SICAE de la Somme et du Cambrasis et juillet 2014 pour Séolis.

Les dispositions de l'article L. 452-1-1 du code de l'énergie prévoient que « [I]es 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 ».

Il résulte ainsi de cet article un 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, les nouvelles zones de desserte (visées par l'article L. 432-6 du code de l'énergie), dont la mise en œuvre est issue d'une mise en concurrence, sont exclues de cette péréquation tarifaire.

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

- des tarifs ATRD5 péréqués à l'intérieur de la zone de desserte des GRD concernés :
 - 1 tarif spécifique à GRDF, entré en vigueur le 1^{er} juillet 2016, en application de la délibération de la CRE du 10 mars 2016 et modifié par la délibération 2017-238 du 26 octobre 2017 ;
 - 9 tarifs spécifiques pour les 9 entreprises locales de distribution (ELD) ayant présenté des comptes dissociés (Régaz Bordeaux, R-GDS, GreenAlp, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau, Sorégies), entrés en vigueur le 1^{er} juillet 2018 en application de la délibération de la CRE du 21 décembre 2017 ;
 - 1 tarif commun pour les ELD ne produisant pas de comptes dissociés, entré lui aussi en vigueur le 1^{er} juillet 2018, en application de la délibération de la CRE du 21 décembre 2017 ;
- des tarifs non péréqués pour les nouvelles zones de desserte : au 1^{er} août 2019, il existe 172 tarifs établis selon les règles tarifaires applicables aux nouvelles zones de desserte, décrites dans la délibération de la CRE du 7 février 2018.

Les 9 tarifs ATRD6 spécifiques aux ELD, ainsi que le tarif ATRD6 commun aux ELD ne produisant pas de comptes dissociés, feront l'objet de travaux tarifaires ultérieurs et entreront en vigueur au 1^{er} juillet 2022.

1.3 Objet de la consultation

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour le tarif ATRD6 de GRDF, applicable à compter du 1^{er} juillet 2020, en ce qui concerne le cadre de régulation, le niveau des charges à couvrir et la structure du tarif.

Si la CRE envisage de reconduire dans le tarif ATRD6 de GRDF la plupart des principes en vigueur dans le tarif ATRD5, les évolutions envisagées pour le prochain tarif ATRD6 ont pour objectifs de :

- fixer le cadre de régulation permettant de continuer à inciter GRDF à la maîtrise de ses charges, dans la poursuite du niveau de performance historique de GRDF et adapter la régulation incitative de la qualité de service aux résultats obtenus dans la dernière période tarifaire et aux nouveaux enjeux et objectifs identifiés ;
- fixer le niveau tarifaire à un niveau reflétant l'évolution des charges de GRDF, permettant aux utilisateurs de bénéficier de la baisse des taux d'intérêts et des gains de productivité réalisés par GRDF pendant la dernière période tarifaire ;
- adapter la structure tarifaire afin de prendre en compte les évolutions des usages et les coûts induits pour le réseau. Ces modifications de structures seront répercutées sur les ELD dans la mesure où leurs tarifs sont homothétiques à ceux de GRDF.

1.4 Orientations de politique énergétique

Dans la présente consultation publique, la CRE prend en compte les orientations de politique énergétique qui lui ont été transmises par le ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire par courrier en date du 15 juillet 2019. Ces orientations portent notamment sur :

- la nécessaire maîtrise des coûts dans un contexte de baisse de la consommation de gaz en renforçant la sélectivité des investissements futurs qui devront porter principalement sur la sécurité et l'intégration des gaz renouvelables, tout particulièrement du biométhane ;
- les hypothèses à prendre en compte en termes de développement du biométhane qui sont celles fixées par le projet de PPE en cours de concertation, soit un volume de biométhane injecté de 6 TWh à horizon 2023 ;
- la demande de mettre fin aux dispositifs de régulation incitative au développement du nombre de clients pour éviter les coûts échoués futurs ;
- la continuité entre les tarifs supportés par un site raccordé à un réseau de transport et un site similaire raccordé à un réseau de distribution.

2. CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE

Les articles L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie définissent les compétences tarifaires de la CRE. L'article L. 452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel. L'article L. 452-3 dispose que « *La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires [...] avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Ces délibérations [...] peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité* ». Cet article précise en outre que « *la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Elle informe régulièrement les ministres lors de la phase d'élaboration de ces tarifs. Elle procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie* ».

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a présenté le bilan du cadre de régulation des 10 dernières années, et a consulté les acteurs de marché sur les principes de régulation applicables aux infrastructures régulées pour la prochaine génération des tarifs de réseau.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché ont partagé le bilan positif des mécanismes de régulation mis en œuvre par la CRE, qui concourent efficacement, d'une part, à la maîtrise des dépenses des opérateurs et, d'autre part, à la qualité du service rendu à leurs utilisateurs. A ce titre, ils sont favorables à la proposition de la CRE de reconduire les principes de la régulation incitative pour les prochains tarifs d'infrastructures.

Les acteurs se sont également prononcés sur les différentes mesures envisagées par la CRE pour compléter le cadre de régulation pour la prochaine période tarifaire. Les paragraphes suivants présentent les principales réactions aux mécanismes envisagés, ainsi que les orientations envisagées par la CRE pour le tarif ATRD6.

Le cadre de régulation des tarifs ATRD6 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 2020, 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 une régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux et une régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service ;
- une refonte des incitations en ce qui concerne le développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de gaz, qui reste pour la maîtrise des tarifs un élément de premier ordre, pour viser en particulier le remplacement des installations au fioul ou au charbon ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir le tarif de GRDF ;
- 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 2022 et 2023.

Ce cadre de régulation a pour objectif de donner à l'ensemble des acteurs du marché une bonne visibilité sur l'évolution du tarif de GRDF entre 2020 et 2023. Il incite GRDF à améliorer son efficacité tout en le 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.

2.1 Grands principes tarifaires

2.1.1 Détermination du revenu autorisé

Dans sa délibération portant décision sur le tarif ATRD6, prévue fin 2019, la CRE fixera le revenu autorisé prévisionnel de GRDF sur la période 2020-2023, sur la base du dossier tarifaire transmis par GRDF et de ses propres analyses. Le revenu autorisé a vocation à couvrir les coûts d'un opérateur dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

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

$$RA = CNE + CCN + CRCP$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP.

La CRE envisage de ne pas modifier le mode de détermination du revenu autorisé.

2.1.1.1 Charges nettes d'exploitation

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

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

2.1.1.2 Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives (CCN) comprennent la rémunération et l'amortissement du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par

GRDF, qui constituent la base d'actifs régulés (BAR). Cette dernière est déterminée sur la base de la valeur nette des actifs immobilisés, déduction faite des subventions et participations reçues de tiers.

Les CCN correspondent à la somme de l'amortissement des actifs constitutifs de la BAR et de la rémunération du capital immobilisé. Cette dernière correspond au produit de la valeur de la BAR par le taux de rémunération déterminé sur la base de l'évaluation du coût moyen pondéré du capital (CMPC).

$$\text{CCN} = \text{Amortissement de la BAR} + \text{BAR} \times \text{CMPC}^4$$

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération du GRD doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, apporter à ses actionnaires une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'ils pourraient obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

La CRE n'envisage pas de modifier les principes de calcul de la BAR et envisage de reconduire les modalités en vigueur actuellement.

2.1.2 Rémunération des actifs et couverture des investissements

2.1.2.1 Introduction éventuelle d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs

Dans les précédentes délibérations tarifaires ATRD, la CRE a fixé un taux de rémunération unique qui s'applique pendant toute la durée de la période tarifaire à l'ensemble des actifs constitutifs de la BAR de chaque opérateur, quelle que soit leur date de mise en service. Ce taux unique est calculé sur la base de paramètres de calcul issus de données de long terme.

Du fait de l'utilisation de moyennes sur le long terme, le taux de rémunération évolue avec une inertie importante par rapport à l'évolution des taux constatés sur le marché. Les coûts moyens de financement des opérateurs évoluent avec une inertie comparable, leur capacité de refinancement de leurs lignes de crédit restant limitée.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, et dans le contexte actuel de baisse continue des taux d'intérêts, la CRE s'interrogeait sur les signaux à l'investissement que cette approche envoie aux opérateurs.

Dans la période actuelle de baisse des taux, le cadre actuel risque d'inciter au surinvestissement. Au contraire, en période de remontée des taux, il y aurait un risque de surinvestissement.

Afin que le cadre de rémunération envoie un signal plus juste à l'investissement, la CRE a proposé, pour la période ATRD6, d'introduire une distinction entre, d'une part, le taux de rémunération des actifs historiques, dont les modalités de détermination resteraient inchangées par rapport aux modalités de détermination actuelles du taux de rémunération (c'est-à-dire un taux calculé sur des données de long terme) et, d'autre part, le taux de rémunération des nouveaux actifs qui serait basé sur des données de plus court terme.

Une partie des participants à la consultation publique du 14 février 2019 s'interrogent sur la complexité d'un tel mécanisme. En particulier, les opérateurs d'infrastructures et leurs actionnaires se sont exprimés en défaveur de ce mécanisme, qu'ils jugent trop complexe et peu lisible.

Certains fournisseurs et associations de consommateurs se sont cependant exprimés favorablement sur le mécanisme envisagé par la CRE dans la mesure où il permettrait d'envoyer un signal plus juste aux investissements.

Si ce dispositif était introduit :

- le taux de rémunération appliqué aux nouveaux actifs s'appliquerait pendant une période glissante (par exemple 4 ans) de façon à ce que l'effet de la juste incitation à l'investissement soit constant pendant toute la période tarifaire, et pas décroissant à mesure qu'approche la fin de la période tarifaire ;
- pour la période du tarif ATRD6, dans les conditions actuelles de financement, ce taux pourrait être inférieur de 100 pdb à 150 pdb au taux de rémunération calculé sur la base de valeurs de paramètres issues de données de long terme et présenté en 3.4.3 ;
- certains paramètres de ce taux pourraient également être indexés annuellement (taux sans risque par exemple) pendant la prochaine période tarifaire ;
- enfin, à la suite de cette période de 4 ans, les actifs seraient rémunérés au taux de long-terme.

⁴ A l'exception des immobilisations en cours associées au projet Gazpar, les immobilisations en cours ne sont pas rémunérées en distribution de gaz.

La CRE continue de s'interroger sur l'introduction de ce mécanisme.

Question 1 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs pour la période ATRD6 ?

2.1.2.2 Évolution des modalités de rémunération des immobilisations en cours

Dans le cadre de rémunération actuellement appliqué à GRDF, les immobilisations en cours (c'est-à-dire les dépenses d'investissement immobilisées mais n'ayant pas encore donné lieu à mise en service d'actifs) ne sont pas rémunérées à l'exception de celles relatives au projet Gazpar, rémunérées de façon normative au coût de la dette nominal applicable pendant la période tarifaire.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE s'est interrogée sur la pertinence d'introduire, comme c'est le cas en transport, une rémunération des immobilisations en cours (IEC) des distributeurs, notamment au cas par cas pour les IEC à cycle long (maturité supérieure à 1 an). Les acteurs se sont montrés globalement favorables à cette mesure.

Si une telle rémunération est introduite, la CRE envisage de retenir une rémunération au coût de la dette (comme c'est le cas actuellement pour les IEC des transporteurs et celles du projet Gazpar) pour les seules IEC relatives à des investissements à cycle long (maturité supérieure à 1 an). La CRE travaille avec GRDF à déterminer le volume d'investissements qui pourraient être concernés par ce mécanisme.

2.1.2.3 Traitement des actifs sortis de l'inventaire

2.1.2.3.1 Traitement des coûts échoués

Dans le cadre de régulation en vigueur, en distribution de gaz, les GRD de gaz ne sont pas couverts pour leurs coûts échoués, exception faite du cas du déploiement du projet Gazpar, pour lequel l'amortissement accéléré des compteurs préexistants déposés avant la fin de leur durée de vie comptable est couvert par le tarif.

La CRE a proposé, dans sa consultation publique du 14 février 2019, l'extension des principes de couverture des coûts échoués en vigueur appliqués aux GRT de gaz à l'ensemble des tarifs.

La majorité des expéditeurs et industriels se sont prononcés en faveur des principes de couvertures des coûts échoués envisagés. Plusieurs gestionnaires d'infrastructures et expéditeurs se sont toutefois opposés à la mise en place d'une trajectoire incitée pour les sorties d'actifs avant la fin de leur durée de vie comptable. Ils demandent une couverture *via* le CRCP, en raison du caractère non maîtrisable de certains de ces coûts.

La CRE envisage, pour la période ATRD6, de traiter les coûts échoués de la manière suivante :

- les coûts échoués récurrents et prévisibles, liés à des petits actifs qui seraient retirés de l'inventaire des actifs avant la fin de leur durée de vie comptable, feront l'objet d'une trajectoire tarifaire avec fixation d'une enveloppe annuelle sur laquelle GRDF serait incitée (pas de couverture des écarts *via* le CRCP). La CRE travaille avec GRDF à la détermination de cette trajectoire. A ce stade, GRDF estime cette trajectoire à environ 12 M€ par an ;
- la couverture des autres coûts échoués sera examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par GRDF.

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

2.1.2.3.2 Traitement des actifs cédés

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

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

La CRE envisage de prendre en compte les produits de cession des actifs *via* le CRCP de façon à faire bénéficier les consommateurs, au moins en partie, des gains tirés de la revente de ces actifs, dans la mesure où ils en ont supporté les coûts (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel et la rémunération au CMPC des actifs de la BAR).

S'agissant des montants des produits de cessions d'actifs immobiliers qui pourraient être recouverts par le tarif, ils pourraient correspondre :

- soit au montant des amortissements couverts et financés par le tarif d'utilisation sur la durée d'utilisation de l'actif ;
- soit au pourcentage du financement de l'actif par le tarif sur la durée de vie d'utilisation, appliqué au produit net de la cession.

2.1.3 Fonctionnement du CRCP

Le niveau du tarif ATRD est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes. Un mécanisme de régularisation a posteriori, le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), a été introduit afin de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis (cf. paragraphe 2.3.2). Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le solde du CRCP est calculé au 31 décembre de chaque année. Il est apuré sur une durée de 1 an dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle de +/- 2 %. En cas d'atteinte de ce plafond, le solde du CRCP non apuré au cours de l'année considérée est reporté à l'année suivante. Afin d'assurer la neutralité financière de ce dispositif, un taux d'intérêt égal au taux sans risque s'applique au solde du CRCP. En outre, le solde du CRCP en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. Le solde du CRCP est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

La CRE envisage de ne pas modifier le fonctionnement du CRCP.

Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires que la CRE envisage pour le tarif ATRD6 ?

Question 3 : Êtes-vous notamment favorable à l'introduction d'une rémunération des immobilisations en cours pour les IEC à cycle long (maturité supérieure à 1 an) ? Que pensez-vous du taux de rémunération envisagé par la CRE ?

Question 4 : Avez-vous notamment des remarques concernant le traitement des coûts échoués envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

Question 5 : Avez-vous notamment des remarques concernant le traitement des actifs cédés envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

2.2 Calendrier tarifaire

2.2.1 Durée de la période tarifaire

La durée des périodes tarifaires applicables aux infrastructures régulées est harmonisée à quatre ans environ. Dans sa consultation du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire, la CRE envisageait de maintenir la durée de la période tarifaire à 4 ans pour la prochaine génération de tarifs d'utilisation des infrastructures régulées. La CRE considère notamment que cette durée offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

Une large majorité des contributeurs à la consultation publique s'est prononcée en faveur de cette proposition, partageant les arguments mis en avant par la CRE.

La CRE envisage donc de maintenir son orientation concernant la durée de la période tarifaire pour le tarif ATRD6.

Plusieurs acteurs ont par ailleurs souligné la nécessité de mécanismes dans le cadre de régulation permettant de prendre en compte les conséquences de changements significatifs intervenant en cours de période tarifaire.

La CRE envisage de reconduire la clause de rendez-vous en vigueur dans le tarif ATRD6 : ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourraient donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATRD6 se trouvait modifié d'au moins 1 %.

2.2.2 Evolution annuelle des termes tarifaires

La CRE envisage de maintenir une évolution annuelle du tarif, le 1^{er} juillet de chaque année, selon les principes suivants :

- a) les termes tarifaires de GRDF s'ajustent automatiquement le 1^{er} juillet de chaque année N par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 31 juin de l'année N du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC - X + k$$

Où :

- IPC est le taux d'inflation correspondant, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} juillet de l'année N, à la variation annuelle moyenne sur l'année calendaire N-1 de l'indice des prix à la consommation hors tabac tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière ;
 - X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans sa délibération tarifaire, qui intègre l'objectif annuel d'efficience qu'elle aura fixé à l'opérateur ;
 - k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CCN, recettes de souscription, charges d'énergie, etc.) ; k est compris entre + 2 % et - 2 % ;
 - la référence prévisionnelle utilisée pour le calcul du CRCP pour le reste de la période tarifaire serait remise à jour pour les charges de R&D à mi-période.
- b) en outre, la CRE pourra introduire, lors des évolutions annuelles du tarif ATRD6 de GRDF, des évolutions de la régulation incitative de la qualité de service de GRDF (ajout, modification ou suppression d'indicateurs, objectifs ou incitations financières) ;
- c) enfin, la CRE envisage de mettre en œuvre certaines évolutions de structure en milieu de période tarifaire ATRD6 (cf. paragraphe 4).

Question 6 : Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolutions annuelles des termes tarifaires envisagés par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

2.3 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

2.3.1.1 Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation

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

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a proposé de reconduire les principes de régulation incitative des charges nettes d'exploitation actuellement en vigueur tout en considérant qu'il est indispensable de repartir, pour la prochaine période tarifaire, du niveau de productivité atteint par les opérateurs pendant la période tarifaire précédente.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable ou favorable avec réserves à la proposition de la CRE. Ces acteurs considèrent que le mécanisme actuellement en vigueur permet de s'assurer que les charges d'exploitation couvertes par le tarif correspondent à celles d'un opérateur efficace.

Par ailleurs, ce mécanisme encourage les opérateurs à optimiser les gains de productivité et à promouvoir les meilleures solutions pour le système. Les réserves émises par certains acteurs portent principalement sur l'effort de productivité qui devrait, selon eux, être raisonnable.

Seul un acteur est défavorable à la reconduction de la régulation incitative des charges nettes d'exploitation. Les incitations sont, selon lui, toujours faites sur des critères financiers au détriment du critère social et des effectifs.

La CRE envisage de reconduire le principe de régulation incitative des charges nettes d'exploitation au vu du bilan positif sur les dix dernières années et de l'appréciation favorable des acteurs. La CRE tiendra compte des gains de productivité réalisés par GRDF pour définir les trajectoires tarifaires pour le tarif ATRD6.

2.3.1.2 Couverture au CRCP de certains postes

Les tarifs de réseau sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes.

Comme indiqué au 2.1.3 de la présente consultation, un mécanisme de régularisation a posteriori, le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés.

Dans la consultation publique du 14 février 2019, la CRE a présenté les principes qu'elle envisage de retenir pour les prochains tarifs d'infrastructures concernant l'incitation des différents postes de charges et de produits. Ainsi,

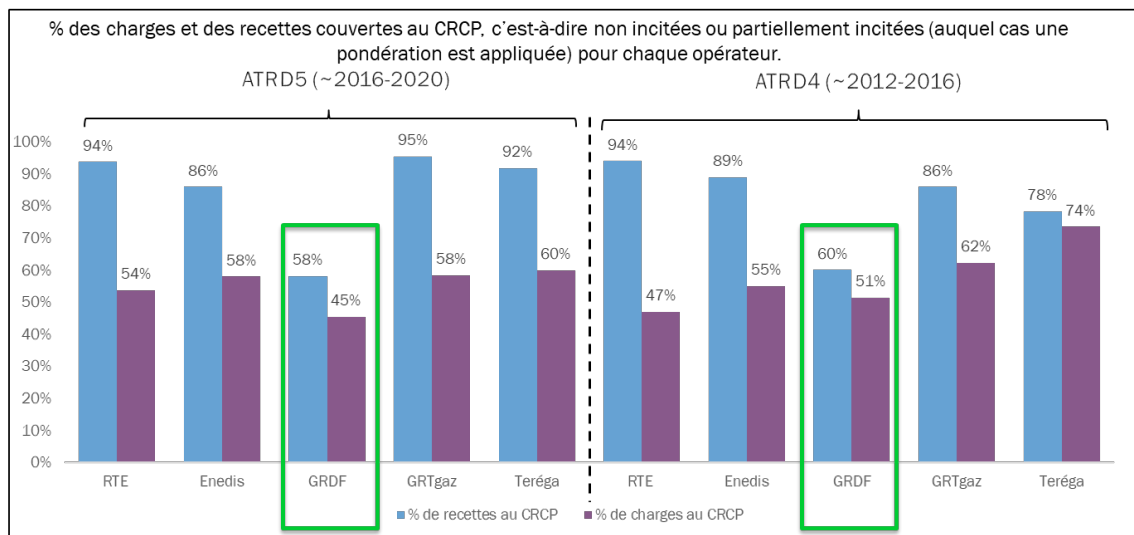
la CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP devrait être appréhendée notamment à l'aune des deux axes suivants :

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

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

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

Dans le tarif ATRD5, environ la moitié des recettes (en bleu ci-dessous, environ 45 %) et des charges (en violet, ci-dessous environ 58 %) sont couvertes au CRCP. Si le niveau des charges inscrites au CRCP pour GRDF est comparable à celui des autres opérateurs, cela n'est pas le cas pour les recettes. En effet, la part abonnement des recettes de GRDF est exclue du périmètre du CRCP, du fait de l'incitation sur le nombre de consommateurs raccordés, ce qui explique la différence avec le niveau de recettes au CRCP pour les autres opérateurs.



L'ensemble des charges de capital sont couvertes au niveau du réalisé, via le CRCP, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » et pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte.

La CRE envisage pour la période ATRD6 de maintenir les modalités de couverture au CRCP en vigueur pour le tarif ATRD5 pour les postes suivants :

- pour les postes de charges et assimilés :
 - les charges de capital supportées par GRDF, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » et pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte, prises en compte à 100 % ;
 - les charges relatives à la contrepartie versées par GRDF aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique, prises en compte à 100 % ;
 - les évolutions de charges générées par les impayés de GRDF à compter de l'année 2016 d'une part, et sur la période antérieure au 31 décembre 2015 hors tarif réglementé de vente (TRV) d'autre part, prises en compte à 100 % ;
 - les coûts prévisionnels de la phase industrielle du projet de conversion H/B : la phase pilote du projet est en cours et un retour d'expérience complet ne pourra être réalisé que fin 2020, soit postérieurement au début de la période ATRD6. Une délibération fixera à cette échéance les trajectoires prévisionnelles pour la phase industrielle (2021-2029). L'écart entre ces trajectoires et celles retenues dans la délibération ATRD6 sera pris en compte à 100 % au CRCP ;

- pour les postes de recettes et assimilés :
 - les revenus perçus par GRDF sur les termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées sur le réseau de distribution, pris en compte à 100 % ;
 - les revenus perçus par GRDF sur les participations de tiers, et les recettes générées par les autres prestations récurrentes facturées aux fournisseurs pour les clients concernés (par exemple, les locations de compteur), pris en compte à 100 %. En effet, les revenus correspondants sont d'un montant significatif, les volumes de réalisation sont difficilement prévisibles et une part importante des coûts correspondants est générée par des dépenses d'investissement couvertes à travers le CRCP ;
 - les pénalités perçues par GRDF pour les dépassements de capacités souscrites pour les consommateurs bénéficiant des options T4 et TP, reversées à 100 %, de façon à assurer la neutralité financière pour GRDF du système de pénalités ;
 - les revenus perçus par GRDF sur les autres prestations annexes en cas d'évolution des tarifs de ces prestations en cours de période tarifaire, pour neutraliser l'effet du changement de tarif sur le revenu de GRDF, lorsque cette évolution est différente de celle issue des formules d'indexation annuelle des tarifs des prestations.
- les incitations financières générées par les mécanismes de régulation incitative :
 - de la qualité de service, pour tous les indicateurs concernés⁵, afin de permettre le reversement aux utilisateurs du réseau des pénalités en cas de non-atteinte du niveau de qualité de service fixé, ou le versement à GRDF des bonus en cas de dépassement des objectifs (cf. paragraphe 2.4.3) ;
 - des coûts unitaires d'investissement (cf. paragraphe 2.3.2.1) ;
 - relatif au projet de comptage évolué « Gazpar », définies par la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF ;

Par ailleurs dans un souci d'harmonisation avec les autres tarifs d'infrastructures, la CRE envisage de faire évoluer le mécanisme de couverture des pertes et différences diverses et propose ainsi que l'écart entre la trajectoire annuelle de référence révisée *ex post* et les charges réelles de GRDF soit pris en compte au CRCP à 80 %, au lieu de 70 % dans le tarif ATRD5 (cf. paragraphe 2.3.1).

Enfin, la CRE n'envisage pas de retenir la demande formulée par GRDF d'intégrer au périmètre du CRCP les montants associés au remplacement des appareils non adaptables dans le cadre du projet de conversion H/B. Ces montants seront intégrés aux trajectoires fixées à l'issue de la phase pilote et en fonction du retour d'expérience de cette phase. Par ailleurs, dans son courrier daté du 25 septembre 2019, GRDF a complété sa demande initiale en demandant à ce que la totalité des coûts du projet de conversion H/B soit couverte à 100 % au CRCP afin de tenir compte non seulement du volume d'appareils non adaptables à remplacer mais aussi des incertitudes sur l'accélération du projet. En cohérence avec ses premières orientations, la CRE n'envisage pas de retenir cette demande complémentaire et considère que si une accélération du calendrier de conversion devait intervenir avec un impact significatif sur les coûts du projet la CRE pourrait mettre à jour la trajectoire des coûts du projet en conséquence.

Si une évolution significative législative ou réglementaire concernant l'imposition et la taxation de GRDF au cours de la période ATRD6 avait lieu, avec un impact supérieur à 1 % sur les charges nettes d'exploitation des GRD, elle serait de nature à justifier un examen du niveau de ces charges dans le cadre de la clause de rendez-vous (cf. paragraphe 2.2.1). La trajectoire de charges nettes d'exploitation à couvrir les deux dernières années du tarif ATRD6 (2022, 2023) pourra être modifiée après cet examen.

La CRE n'envisage pas de modification dans la prise en compte des charges d'exploitation de R&D. Ces dernières font l'objet d'un traitement particulier (cf. paragraphe 2.5) : en fin de période tarifaire, un bilan des montants effectivement dépensés par l'opérateur est effectué en prenant en compte l'inflation réelle. Si l'opérateur a dépensé moins que la trajectoire prévisionnelle, l'écart est restitué aux utilisateurs. Si l'opérateur a dépensé davantage que la trajectoire prévisionnelle, l'écart reste à la charge de l'opérateur.

Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le tarif ATRD6 ?

⁵ Hormis celui relatif au respect des rendez-vous client qui est versé directement aux clients concernés.

2.3.2 Régulation incitative des investissements

La CRE a maintenu pour le tarif ATRD5 le principe général de couverture à 100 % à travers le CRCP des écarts de charges de capital entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées. La CRE a en revanche renforcé l'incitation à l'efficacité des dépenses d'investissements de GRDF, en mettant en œuvre deux mécanismes distincts portant, d'une part, sur les coûts unitaires de certains investissements dans les réseaux et, d'autre part, sur certains investissements « hors réseaux ».

2.3.2.1 Coûts unitaires des investissements dans les réseaux

Le tarif ATRD5 prévoit un mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux afin d'assurer l'optimisation des coûts des investissements de GRDF dans les réseaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation et la sécurité de son réseau.

Sur la période ATRD5, ce mécanisme porte sur la plus grande partie des investissements de réseaux de GRDF. Les investissements de GRDF concernés par ce mécanisme sont répartis en 13 catégories et représentaient un total de 455 M€ en 2016, sur un total de 760 M€ toutes catégories d'investissements confondues (455 M€ en 2017 sur un total de 850 M€, ce montant total évoluant à la hausse par l'effet de la montée en charge des projets de compteurs communicants, notamment Gazpar qui fait l'objet d'une régulation incitative spécifique).

Le mécanisme s'appuie sur la définition d'un modèle de coûts de référence des ouvrages mis en service par GRDF, prenant en compte leurs caractéristiques techniques ainsi qu'une évolution tendancielle des coûts au cours du temps.

Pour chaque année de la période ATRD5, on évalue la différence entre le coût total des ouvrages mis en service et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages, calculé à partir du modèle de coûts unitaires de référence appliqué au volume d'investissement effectivement réalisé.

Cette différence, positive ou négative, reflète l'efficacité de l'opérateur pour le volume d'investissement effectivement réalisé. Elle fait l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau :

- les investissements concernés sont intégrés dans la base d'actifs régulés (BAR) de GRDF à hauteur de leur valeur réelle, sous réserve des contrôles que la CRE pourrait mener sur le caractère efficace et prudent des coûts engagés. Les charges de capital liées à ces investissements restent donc couvertes sur la base des dépenses effectives. Ainsi, le consommateur final bénéficie ou couvre sur l'ensemble de la durée de vie de l'actif la performance de l'opérateur via des CCN moindres ou supérieures ;
- il est ensuite appliqué, via le CRCP, un bonus ou un malus équivalent à 20 % de l'écart entre le coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. Ce mécanisme a donc pour effet d'inciter GRDF à maîtriser ses coûts unitaires d'investissement, sans remettre en cause le volume des investissements réalisés. Cette incitation annuelle est plafonnée à +/- 9 M€.

Au sein de chacune de ces 13 catégories, le coût de chaque investissement est modélisé par :

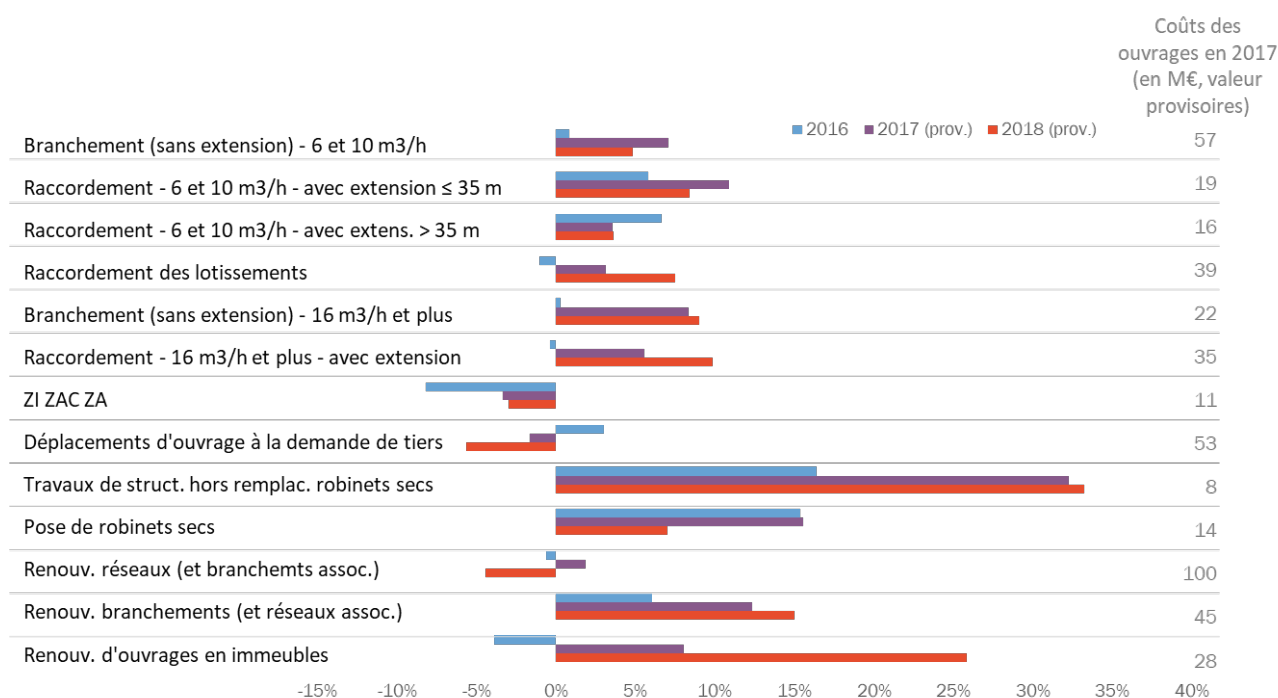
- une part fixe (qui ne dépend pas de l'année de mise en service) ;
- une part variable en fonction de la longueur de la canalisation concernée ou du nombre d'unités (qui ne dépend pas de l'année de mise en service) ;
- un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires (identique pour toutes les catégories d'ouvrages, et évoluant chaque année).

Les valeurs de ces paramètres ont été estimées à partir des coûts des investissements mis en service entre 2012 et 2014.

Bilan du dispositif :

Sur les 3 exercices pour lesquels la CRE dispose de données (2016, 2017 et 2018 provisoires), GRDF a battu au global la trajectoire de référence sur le périmètre des investissements incités, de 2 % en 2016, 5,7 % en 2017 et 5,5 % en 2018, soit une surperformance moyenne globale de 4,4 %.

Le graphique ci-dessous présente, pour chacune des catégories d'investissements, pour les années 2016 à 2018, l'écart en pourcentage entre le coût unitaire réalisé et le coût de référence :



GRDF a conservé 20 % de l'écart entre la valeur réalisée et la valeur de référence, soit un bonus estimatif cumulé de 12,4 M€ sur pour les exercices 2016, 2017 et 2018 (respectivement 1,9 M€, 5,5 M€ et 5,0 M€) :

- 2016 : 5 catégories génèrent du malus et 8 du bonus ;
- 2017 : 2 catégories génèrent du malus et 11 du bonus ;
- 2018 : 3 catégories génèrent du malus et 10 du bonus.

Le consommateur final bénéficiera, au travers de CCN moindres sur la durée de vie des actifs, d'un gain de l'ordre de 59 M€ par rapport à la trajectoire de référence.

Pour la prochaine période tarifaire, la CRE considère qu'au regard du retour d'expérience tiré de la période ATRD5 il est pertinent de reconduire ce mécanisme. Afin que les utilisateurs du réseau bénéficient des performances atteintes pendant le tarif ATRD5, le niveau de référence pour chacune des 13 catégories identifiées sera recalé au niveau obtenu en 2018. En outre la CRE envisage d'apporter les évolutions suivantes :

- sur le périmètre incité :
 - étudier l'exclusion de certains projets trop atypiques et pour lesquels le mode de valorisation est inadapté, cette exclusion serait étudiée au cas par cas par la CRE ;
 - scinder en trois le segment des déplacements d'ouvrages à demande de tiers, regroupant des affaires trop hétérogènes qui pourraient faire l'objets de segments propres ;
- sur les paramètres du modèle de calcul des coûts de référence, GRDF propose de rajouter un inducteur de coûts (le nombre de branchements des ouvrages) pour plusieurs segments ; cette évolution étant propre à apporter une finesse d'analyse supplémentaire, la CRE envisage de la retenir.

En outre, GRDF demandait dans son dossier tarifaire de regrouper des segments. La CRE considère à ce stade que ce n'est pas pertinent : de tels regroupements seraient de nature à faire perdre de la visibilité dans la performance de GRDF.

Question 8 : Êtes-vous favorable au maintien du dispositif et aux évolutions proposées concernant le mécanisme incitant GRDF à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ? Avez-vous d'autres suggestions pour faire évoluer ce mécanisme ?

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

La délibération tarifaire ATRD5 a introduit un mécanisme incitant GRDF à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI).

Ce mécanisme incite GRDF à optimiser globalement l'ensemble de ses charges sur ces trois postes de coûts dans l'intérêt des utilisateurs des réseaux. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seront alors exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par GRDF pendant la période tarifaire. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations sera prise en compte dans la BAR ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs.

L'objectif est que, pour ces trois postes où les arbitrages comptables entre dépenses d'investissements et d'exploitation sont possibles, l'incitation pour GRDF soit la même.

Bilan du dispositif :

Sur la période ATRD5, on constate que GRDF a globalement dépensé plus que les trajectoires prévisionnelles de charges nettes d'exploitation et de charges de capital normatives. Ces dépenses additionnelles pour GRDF sont estimées à 20,5 M€. En l'absence de mécanisme incitatif, la perte de GRDF aurait été fondée sur les seules charges nettes d'exploitation, soit 3,3 M€ (les charges de capital normatives étant auparavant à 100 % couvertes par le CRCP).

En M€ courants	2016	2017	2018	2019 (prov.)	Total	Ecart (réal. - prév.)
Systèmes d'information						
CCN prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	69,5	74,7	73,8	72,8	290,8	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	134,0	136,8	139,6	144,5	554,8	
TOTAL prévisionnel	203,5	211,5	213,4	217,3	845,6	
CCN réalisées	71,8	77,1	79,5	78,7	307,1	+ 16,3
CNE réalisées	152,6	151,4	146,8	135,0	585,8	+ 31,0
TOTAL réalisé	224,4	228,5	226,3	213,7	892,9	+ 47,3
Immobilier						
CCN prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	22,1	25,3	27,9	28,6	103,9	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	125,2	120,2	115,4	114,9	475,6	
TOTAL prévisionnel	147,3	145,5	143,3	143,5	579,5	
CCN réalisées	21,8	23,2	27,5	29,0	101,5	- 2,4
CNE réalisées	105,9	115,2	111,3	108,4	440,8	- 34,8
TOTAL réalisé	127,7	138,4	138,8	137,4	542,3	- 37,2
Véhicules						
CCN prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	16,2	16,2	16,7	17,2	66,3	
CNE prévisionnelles (corrigées de l'inflation constatée)	non dispo.	non dispo.	non dispo.	non dispo.	non dispo.	
TOTAL prévisionnel	non dispo.	non dispo.	non dispo.	non dispo.	non dispo.	
CCN réalisées	16,4	17,3	17,7	18,2	69,6	+ 3,3
CNE réalisées	non dispo.	non dispo.	non dispo.	non dispo.	non dispo.	+ 7,1
TOTAL réalisé	non dispo.	non dispo.	non dispo.	non dispo.	non dispo.	+ 10,4
TOTAL						
					CCN réalisées	+ 17,2
					CNE réalisées	+ 3,3
					TOTAL réalisé	+ 20,5

Ce mécanisme avait notamment pour objectif de permettre à GRDF de choisir de manière indifférente entre des dépenses comptabilisées en charges nettes d'exploitation et des dépenses comptabilisées en charges de capital

normatives sur les trois postes ciblés. Ce premier retour d'expérience ne permet pas de mesurer l'efficacité de ce mécanisme sur ce plan puisqu'il n'y a pas de poste sur lequel GRDF aurait dépensé de façon significative plus de charges nettes d'exploitation et moins de charges de capital normatives.

La CRE, dans sa consultation publique du 14 février 2019, a envisagé de reconduire les grands principes de ce mécanisme. La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de cette proposition.

Au regard de sa récente introduction dans les tarifs d'infrastructures, le retour d'expérience sur l'efficacité de ce mécanisme est difficile à mener. La CRE propose de maintenir dans ses grandes lignes le mécanisme existant pour le tarif ATRD6.

Question 9 : Êtes-vous favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposés par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

2.4 Régulation incitative de la qualité de service

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

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a présenté un bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service depuis 2009. La CRE y relevait que la qualité de service des opérateurs s'était améliorée dans les domaines jugés nécessaires aux utilisateurs des réseaux.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché indiquent partager ce bilan positif et considèrent qu'il s'agit d'un élément fondamental du cadre de régulation tarifaire, qui permet de s'assurer que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par les réseaux. Ils considèrent en outre, comme la CRE, qu'il s'agit d'un enjeu important pour les prochains tarifs et approuvent la démarche de la CRE concernant la poursuite d'objectifs ambitieux en matière de qualité de service.

2.4.1 Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur

Pour la période tarifaire en vigueur (ATRD5), la qualité de service de GRDF est suivie au moyen de 31 indicateurs, dont 18 sont incités financièrement. A ces indicateurs s'ajoutent les indicateurs de suivi de la qualité de service spécifiques au projet de comptage évolué Gazpar, soit 15 indicateurs dont 7 sont incités financièrement.

Les incitations financières reposent sur l'établissement d'un objectif de référence. La performance de GRDF, en fonction du respect ou non de cet objectif, génère des bonus ou malus. Ces derniers sont par ailleurs plafonnés.

Ces indicateurs ont été fixés par la CRE après une large consultation des acteurs de marché, dans l'objectif d'améliorer la qualité de service et de favoriser le bon fonctionnement du marché au vu des enjeux de la période.

Les 31 indicateurs existants portent sur les thèmes suivants :

- les devis et interventions (5 indicateurs) ;
- la relation avec les consommateurs (4 indicateurs) ;
- la relation avec les fournisseurs (6 indicateurs) ;
- la relève et la facturation (11 indicateurs) ;
- les données échangées avec les GRT (4 indicateurs) ;
- l'impact environnemental de GRDF (1 indicateur).

Les 15 indicateurs spécifiques au projet de comptage évolué Gazpar portent sur les thèmes suivants :

- la qualité et la disponibilité des données issues du système de comptage évolué de GRDF (7 indicateurs) ;
- les réclamations reçues par GRDF (4 indicateurs) ;
- le respect par GRDF des demandes des utilisateurs de données (4 indicateurs).

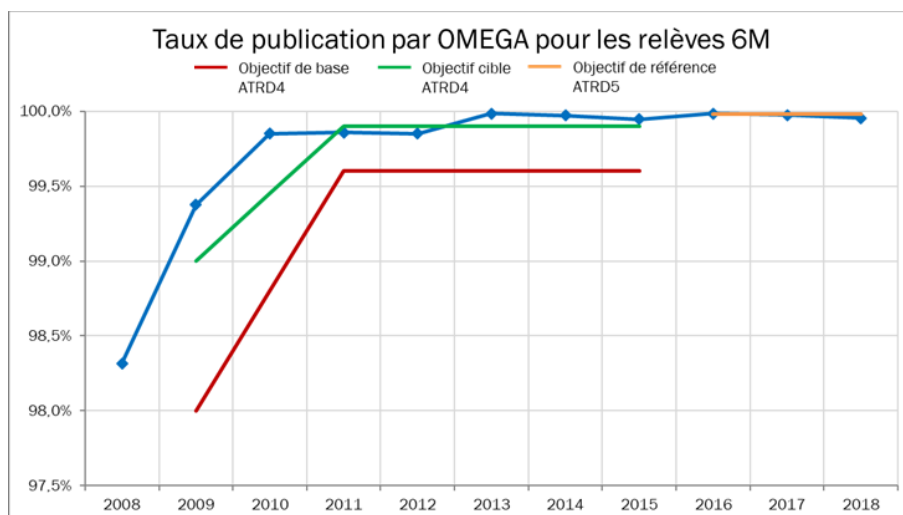
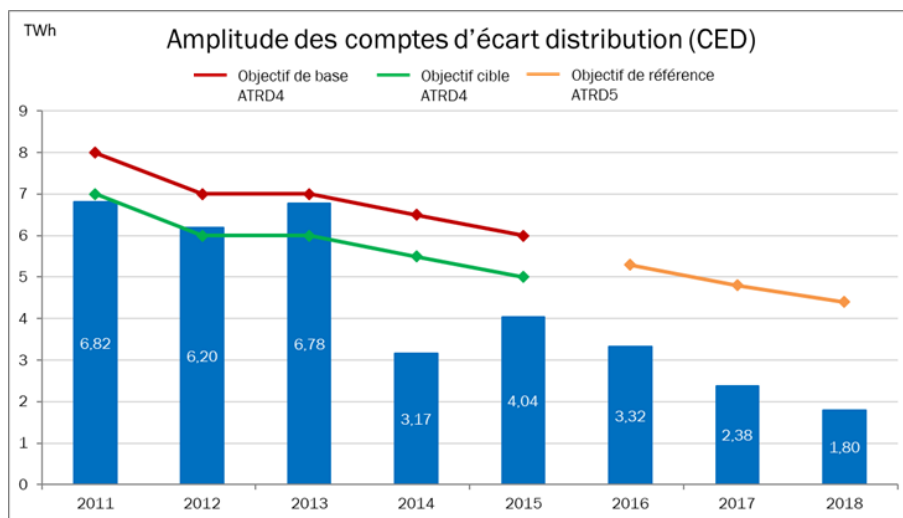
Les résultats de ces indicateurs sont publiés sur le site internet de GRDF chaque mois, ainsi que, pour les indicateurs incités financièrement, dans les délibérations annuelles de mise à jour du tarif. Depuis 2016, GRDF élabore et publie sur son site internet un rapport annuel d'analyse qualitative de sa performance.

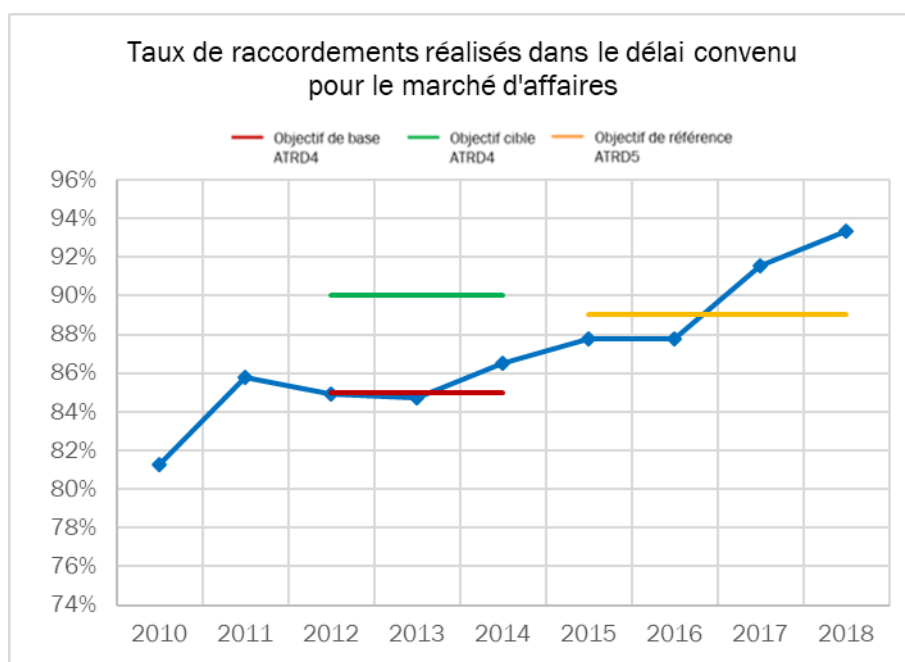
2.4.2 Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période ATRD5

Entre 2015 et 2018, la performance de GRDF sur les indicateurs incités financièrement s’est maintenue à un haut niveau de qualité de service, atteignant globalement les objectifs fixés par la CRE. On note sur la période ATRD5 :

- le maintien d’un haut niveau de performance sur l’amplitude des comptes d’écart distribution (CED), qui dépasse les objectifs fixés ;
- une progression du respect des délais de réalisation des prestations (mises hors service, raccordements pour le marché d’affaires) et du taux de disponibilité du portail fournisseur ;
- une légère dégradation des indicateurs relatifs au fonctionnement d’OMEGA (système d’information de GRDF de gestion des données d’acheminement et des processus clients associés, assurant la communication entre le GRD et les fournisseurs) qui étaient jusque-là stables à de bons niveaux ;
- une marge de progression de la performance de GRDF dans certains domaines (taux de relevés semestriels sur index réels).

La bonne performance observée sur la période précédente s’inscrit dans la continuité des progrès réalisés par GRDF depuis 2008.

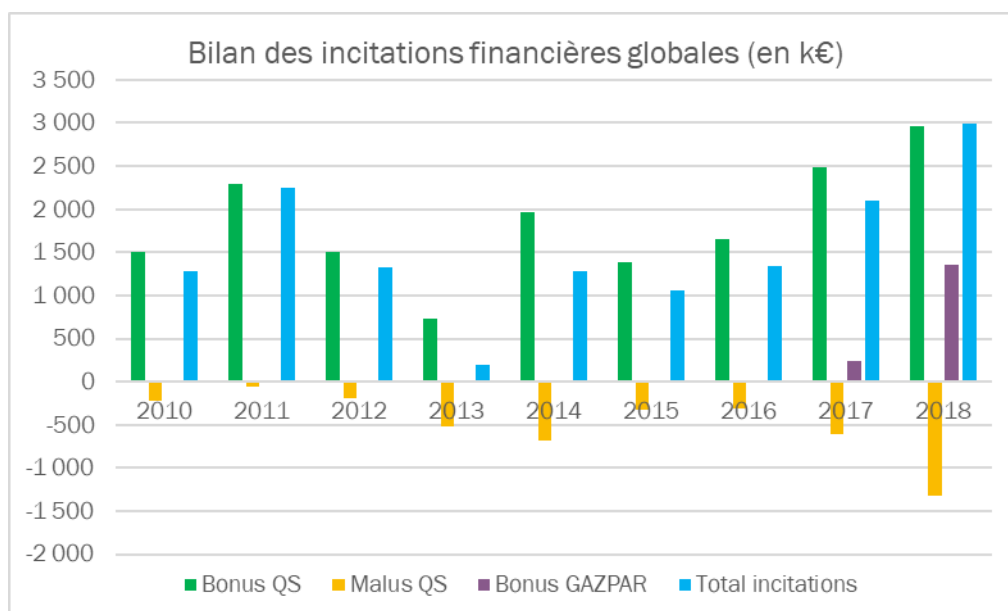




Depuis 2017, la performance de GRDF sur les indicateurs de qualité de service relatifs au projet de déploiement des compteurs évolué Gazpar est également satisfaisante. Sur les 7 indicateurs faisant l'objet d'une incitation :

- 4 indicateurs dont les performances, supérieures à l'objectif cible, ont généré des bonus en 2017 et 2018 ;
- 1 indicateur dont la performance, en croissance, a dépassé l'objectif cible pour générer un bonus en 2018 ;
- 2 indicateurs dont les performances se situent entre l'objectif de base et l'objectif cible et n'ont, à ce titre, généré ni bonus ni malus sur la période.

Depuis 2010, l'amélioration de la performance de GRDF a permis de bénéficier de bonus financiers variables au cours des années, selon les performances sur les indicateurs incités au regard des niveaux d'exigence demandés par la CRE. Sur la période ATRD5, le montant global des incitations financières obtenues par GRDF est positif et croissant. Une part conséquente des bonus obtenus par GRDF au cours de la période s'explique par les bonnes performances sur les deux indicateurs relatifs à l'amplitude des CED :



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

2.4.3 Adaptation du dispositif de régulation incitative de la qualité de service

Afin de poursuivre le maintien d'objectifs ambitieux en termes de qualité de service de GRDF, et dans la continuité des orientations envisagées dans la consultation publique du 14 février 2019, la CRE envisage de faire évoluer à la marge le fonctionnement du dispositif de régulation incitative de la qualité de service. Ces évolutions visent principalement à adapter la liste des indicateurs de qualité de service incités et suivis à l'évolution des activités et de la performance de GRDF, ainsi qu'aux attentes et besoins des utilisateurs de réseaux.

Pour les indicateurs ayant atteint un niveau de performance satisfaisant et stable, la CRE envisage de réduire le nombre d'indicateurs incités en basculant vers un simple suivi les anciens indicateurs incités suivants :

- qualité des relevés JJ⁶ transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD⁷ ;
- transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD dans un délai permettant leur prise en compte par les GRT ;
- taux d'index rectifié (pour les consommateurs 6M⁸ comme pour les autres consommateurs).

Pour certains indicateurs dont la qualité s'est améliorée pendant la période ATRD5 et dont les objectifs ont été atteints, mais qui concernent des thématiques particulièrement sensibles pour les utilisateurs de réseau (raccordements notamment), la CRE envisage, d'une part, d'augmenter les objectifs et, d'autre part, d'introduire des incitations asymétriques entre bonus et malus. Les indicateurs concernés envisagés sont les suivants :

- taux de raccordements réalisés dans le délai convenu pour le marché grand public et le marché d'affaires, pour lequel une suppression des bonus est envisagée, avec maintien des malus ;
- indicateur sur l'amplitude de CED à 4 TWh cumulés, pour lequel une baisse de l'objectif associé est envisagée, avec mise en place de malus plus élevés que les bonus ;
- indicateur sur l'amplitude des CED par fréquence de relève et par fournisseur à 5 TWh cumulés, pour lequel une baisse de l'objectif est envisagée, avec mise en place de malus plus élevés que les bonus.

La CRE souhaite par ailleurs supprimer les indicateurs suivis dont le niveau est stabilisé depuis deux périodes tarifaires. A ce stade, seul l'indicateur relatif au taux d'absence des consommateurs de PCE 6M au relevé 3 fois et plus respecte cette condition. La CRE envisage donc de supprimer son suivi.

Enfin, la CRE envisage de faire évoluer la liste des indicateurs suivis pour prendre en compte les évolutions de l'activité de GRDF et les nouvelles exigences associées à son rôle d'opérateur (développement du biométhane, projet de conversion H/B, impact environnemental de l'activité de GRDF). Les modifications envisagées sont les suivantes :

- introduction d'un suivi voire d'une incitation financière sur les fuites de méthane sur le réseau de GRDF ;
- introduction d'un suivi du délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane ;
- introduction d'un suivi des réclamations suite au raccordement des installations de biométhane ;
- introduction d'un suivi des réclamations liées au projet de conversion gaz B/H.

Question 10 : Êtes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

Question 11 : Pensez-vous qu'il serait pertinent de supprimer certains indicateurs ? Si oui, lesquels ?

Question 12 : Y a-t-il des thématiques sur lesquelles vous souhaiteriez que GRDF soit incité ?

2.5 Régulation incitative de la R&D et de l'innovation

2.5.1 État des lieux

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

⁶ La mesure d'énergie livrée est quotidienne et l'index contenant cette mesure est relevé par le GRD tous les jours.

⁷ PITD : point d'interface transport distribution.

⁸ La mesure d'énergie livrée est semestrielle et l'index contenant cette mesure est relevé semestriellement par le GRD.

Afin de satisfaire ces deux exigences, la régulation incitative de la R&D et de l'innovation (R&D&I) s'appuie actuellement, pour l'ensemble des opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D&I incitée de manière asymétrique : en fin de période tarifaire, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs ;
- l'élaboration d'un rapport annuel détaillé à destination de la CRE faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D&I, complété par un rapport public biennuel.

Par ailleurs un guichet smart grids a été mis en place pour les opérateurs d'électricité, leur permettant d'obtenir en cours de période tarifaire des financements supplémentaires, notamment pour leurs projets de démonstrateurs smart grids.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE proposait :

- le maintien des modalités existantes de couverture des charges liées à la R&D&I des opérateurs ;
- l'extension du guichet smart grids aux opérateurs de gaz ;
- l'amélioration de la transparence.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable ou favorable avec réserves aux propositions de la CRE. Dans l'ensemble, les contributeurs se félicitent du fonctionnement des mécanismes actuels, qui permettent de sanctuariser les dépenses de R&D&I tout en offrant une certaine souplesse aux opérateurs, et souhaitent les voir reconduits dans les prochains tarifs. Les acteurs de marché se montrent par ailleurs favorables à une plus grande transparence sur les programmes de R&D des gestionnaires de réseaux. Les réserves émises par certains acteurs portent principalement sur le périmètre des dépenses et projets éligibles aux différents mécanismes, l'efficacité des mécanismes et le caractère confidentiel de certaines innovations rendant l'exercice de transparence difficile.

2.5.2 Propositions d'évolution pour la période ATRD6

La CRE envisage de maintenir les orientations exposées dans la consultation publique du 14 février 2019. En premier lieu, la CRE propose que les modalités de couverture des coûts de R&D et d'innovation restent inchangées. Elles permettent de ne pas inciter GRDF à arbitrer entre des économies sur ses dépenses de R&D&I et la préparation de l'avenir. Afin d'offrir plus de souplesse à GRDF dans l'adaptation de son programme de R&D&I, la CRE envisage par ailleurs d'introduire une révision de cette trajectoire à mi-période tarifaire.

Afin de favoriser le déploiement des technologies *smart grids* chez l'ensemble des opérateurs, la CRE propose en second lieu d'étendre le mécanisme de guichet *smart grids* aux opérateurs de réseaux gaziers. Sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts-bénéfices favorable, et pour des projets dépassant 1 M€ relevant du déploiement des smart grids, GRDF pourrait ainsi demander une fois par an l'intégration à sa trajectoire des surcoûts de charges d'exploitation liés à ce type de projets. Le cas échéant, des mécanismes de régulation incitative associée à ces projets pourraient être introduits.

Enfin, la CRE propose d'assurer la transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses relatives à la R&D et l'innovation des opérateurs à travers deux exercices :

- la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, en lieu et place du rapport actuel à destination de la CRE ;
- la publication tous les deux ans par les opérateurs d'un rapport R&D à destination du public, dans la lignée du mécanisme actuellement en place. Les rapports devront être harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif.

La définition du format de ces rapports fera l'objet d'un travail entre la CRE et les opérateurs.

Par ailleurs, pour répondre à la demande des acteurs de marché, soucieux du maintien d'un périmètre de régulation limité aux seules missions des gestionnaires de réseaux, la CRE prévoit de demander aux opérateurs de consulter le marché, en début de période tarifaire, sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer.

Question 13 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

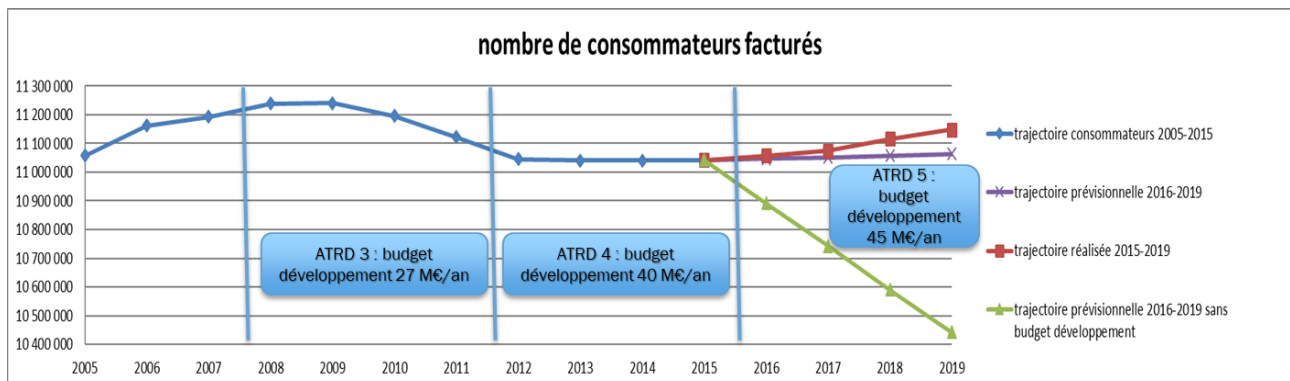
2.6 Régulation incitative du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz

GRDF a mis en place depuis 2008 des actions visant à enrayer les baisses constatées du nombre d'utilisateurs des réseaux de distribution de gaz naturel. GRDF souhaite continuer de mener ce type d'actions au cours de la prochaine période tarifaire. 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 de réseau (base d'actifs, frais de personnel, entretien et maintenance, etc.) sont très largement fixes. 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, ce qui est bénéfique pour l'ensemble des utilisateurs du réseau.

Pour inciter GRDF à développer le nombre de consommateurs raccordés à son réseau, la CRE a mis en place, depuis le tarif ATRD3, une régulation incitative du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz. Cette incitation a évolué dans le temps pour prendre en compte le retour d'expérience des périodes passées et améliorer l'efficacité du dispositif. Pour la période ATRD5, le mécanisme de régulation mis en place se fondait, comme précédemment, sur deux trajectoires d'évolution du nombre de consommateurs (avec et sans actions de développement de GRDF) et incitait GRDF à mener des actions de développement, au travers d'une double incitation :

- une *incitation naturelle*, constituée par la conservation par GRDF des écarts sur la part fixe du tarif (abonnement, souscription de capacités) des consommateurs (qui n'est pas au CRCP) entre les deux trajectoires ;
- un système de *bonus* permettant d'inciter GRDF à maximiser le nombre de consommateurs effectivement raccordés.

Le bilan de cette régulation incitative sur les trois dernières périodes tarifaires est positif. La baisse du nombre de consommateurs a progressivement été enrayerée, le flux de consommateurs étant redevenu positif à partir de 2015. L'évolution de la trajectoire de consommateurs durant la période ATRD5 a même été supérieure à l'évolution prévisionnelle.



Il est cependant difficile de mesurer l'impact réel des actions menées par GRDF sur l'évolution du nombre de consommateurs raccordés, l'évolution favorable constatée depuis 2012 étant également le fruit d'éléments conjoncturels plus favorables au gaz (réglementation RT 2012 par exemple). Le bilan des actions menées par GRDF sur la période ATRD5 permet cependant d'identifier certains types d'actions qui semblent plus efficaces que les autres, comme les actions d'animation de filière.

Par ailleurs, dans ses orientations de politique énergétique transmises à la CRE le 15 juillet 2009, le Ministre de la Transition écologique et solidaire précise : « En complément de la substitution du gaz naturel par des gaz renouvelables, l'objectif de neutralité carbone se traduira par le transfert de certains consommateurs de gaz vers d'autres énergies. Il n'est donc pas souhaitable de poursuivre des dispositifs de régulation incitative conduisant à développer le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz ce qui conduirait inévitablement ensuite à des coûts de conversion de ces sites pesant sur les consommateurs eux-mêmes et la collectivité nationale. »

Considérant le risque de coûts échoués à long terme dans un contexte de baisse de la consommation de gaz mais également le risque d'augmentation forte du tarif en cas de baisse rapide du nombre de consommateurs raccordés au gaz, la CRE envisage de faire évoluer le mécanisme incitatif actuel. Pour cela la CRE envisage de :

- diminuer les moyens mis à disposition de GRDF pour la période ATRD6, afin que GRDF recentre ses actions sur l'animation de filière et la suppression, le plus rapidement possible, des installations fonctionnant au fioul ou au charbon, qui devra concentrer la majorité des crédits ;
- supprimer le mécanisme de bonus additionnel mis en place dans le tarif ATRD5 ;

- maintenir hors CRCP la part fixe du tarif, ce qui permettrait à GRDF de continuer à être incité sur le nombre de consommateurs raccordés.

Question 14 : Êtes-vous favorable à l'évolution de la régulation incitative du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel envisagée par la CRE, visant en priorité la suppression très rapide des installations au fioul et au charbon ?

2.7 Régulation incitative des charges relatives aux 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 ;
- 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.

Pour compenser les pertes et différences diverses, GRDF achète des quantités de gaz sur le marché de gros, correspondant à un taux de pertes théorique.

2.7.1 Mécanisme d'incitation introduit dans le tarif ATRD5 et évolutions envisagées pour le tarif ATRD6

Les pertes et différences diverses se composent ainsi des postes suivants :

- les charges d'achats d'énergie qui sont calculées de manière prévisionnelle pour la période tarifaire au même titre que l'ensemble des charges d'exploitation. Les volumes prévisionnels sont valorisés aux prix de marché à terme au moment de l'élaboration du tarif. Ces charges intègrent également le coût de transport du gaz de la place de marché (PEG) aux PITD ;
- le compte d'écarts distribution (CED) avec les fournisseurs qui est initialement supposé nul ;
- le compte inter-opérateurs (CIO) entre GRDF et les gestionnaires des réseaux de transport (GRT) qui permet de régulariser les écarts de comptage aux PITD. Il est lui aussi nul en prévisionnel.

Certains facteurs sur lesquels GRDF n'a pas d'emprise peuvent varier significativement par rapport aux prévisions : d'une part, les quantités distribuées en fonction des conditions climatiques et, d'autre part, les prix sur les marchés de gros justifiant une prise en charge au CRCP. Cependant, afin d'inciter GRDF à maîtriser ses coûts, l'écart entre les charges prévisionnelles et les charges réelles de GRDF n'est couvert que partiellement à travers le CRCP.

La délibération ATRD5 a introduit une révision annuelle *ex post* du montant des charges prévisionnelles relatives aux pertes et différences diverses initialement couvertes par le tarif ATRD5. Le montant de référence calculé *ex post* tient compte :

- des quantités de gaz réellement distribuées : le volume de référence est calculé comme le produit des quantités réellement distribuées et un taux de perte théorique défini par la délibération ATRD5 (cf. paragraphe 2.7.2) ;
- et des prix de marché constatés pour un panier de produits de référence prédéfini.

L'écart entre ce montant de référence annuel et les charges prévisionnelles couvertes par le tarif est intégralement couvert à travers le CRCP. Ce mécanisme permet de tenir compte des variations des conditions climatiques et des prix du gaz, et d'ajuster le revenu autorisé en conséquence, GRDF est ainsi incité à maîtriser le volume de ses pertes, mais ne subit pas le risque sur le prix du gaz.

Le tarif ATRD5 prévoyait une couverture de l'écart entre le montant de référence et les charges réelles de GRDF à hauteur de 70 %.

Ce taux étant fixé à 80 % pour l'ensemble des autres opérateurs de transport et de distribution de gaz et d'électricité, la CRE envisage d'aligner le taux de couverture appliqué à GRDF sur celui des autres opérateurs.

Question 15 : Êtes-vous favorable à l'alignement de l'incitation de GRDF à maîtriser les coûts des pertes et différences diverses sur celui des autres opérateurs (passage d'une couverture au CRCP de 70 % à 80 %) ?

2.7.2 Taux de pertes théorique envisagé

Pour le calcul du taux de perte de référence du tarif ATRD5, la CRE avait retenu comme point de départ le taux utilisé pour le tarif ATRD4, soit 0,73 % des quantités totales de gaz distribuées, et l'avait fait évoluer à la baisse au cours de la période tarifaire suivant le rythme prévisionnel de déploiement des compteurs évolués « Gazpar », pour atteindre 0,69 % en 2019. En effet, l'étude technico-économique réalisée par la CRE en 2013 sur le projet Gazpar a mis en évidence que le déploiement des compteurs évolués permettra de réduire les pertes, ce qui constitue un des gains du programme Gazpar. Le volume de pertes et différences diverses évitées à l'échéance du déploiement prévu à 2023 a été estimé à 350 GWh/an une fois le projet terminé (soit un objectif de réduction des pertes d'environ 0,12 % des volumes totaux annuels distribués par une fois le déploiement achevé).

Au cours de la période tarifaire ATRD5, des améliorations ont par ailleurs été réalisées par GRDF, telles que le remplacement d'une série de compteurs défectueux en 2016 et 2017 (compteurs qui se caractérisaient par un sous-comptage, non lié au programme Gazpar) et une meilleure détection des consommations de points de comptage et d'estimation inactifs.

Des volumes d'achats reflétant ces améliorations et la poursuite du déploiement de Gazpar ont été proposés par GRDF et validés en Groupe de Travail Gaz, pour un total d'approximativement 1,6 TWh en 2020 décroissant à moins de 1,5 TWh en 2023. Les taux de pertes théoriques qui en résultent sont les suivants :

	2020	2021	2022	2023
Taux de pertes théorique (en % des quantités distribuées)	0,57 %	0,55 %	0,53 %	0,52 %

Le taux de pertes à climat moyen a fortement diminué entre la période ATRD4 (0,67 % en moyenne) et la période ATRD5 (0,46 % en moyenne). L'écart entre le taux de pertes théorique fixé pour l'ATRD5 (0,71 % en moyenne) et l'objectif de taux de perte pour 2020 proposé par GRDF (0,57 %) reflète les gains obtenus en période ATRD5. Le taux de perte théorique proposé semble cependant trop élevé au regard du taux de perte à climat moyen réalisé en 2018⁹. La CRE continue à échanger avec GRDF pour expertiser ce point. Par ailleurs, la chronique de baisse de taux proposée pour la période ATRD6 paraît cohérente avec les objectifs du programme Gazpar.

Question 16 : Êtes-vous favorable au taux de pertes théorique proposé par GRDF pour le tarif ATRD6 ?

3. NIVEAU TARIFAIRE

3.1 Bilan de la période ATRD5

Sur la période ATRD5, les charges nettes d'exploitation supportées par GRDF ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif.

Le tarif ATRD5 prévoyait une hausse des OPEX de GRDF sur la période 2016-2019 due notamment aux projets de comptage évolué, « Transformation »¹⁰ et aux dépenses d'exploitation des systèmes d'information¹¹.

En M€ courants	2016	2017	2018	2019
Charges nettes d'exploitation (inflation réelle) ¹²	1 507	1 502	1 489	1 495
Charges nettes d'exploitation réalisées	1 460	1 471	1 426	
Ecarts	- 47	- 31	- 63	

⁹ Ce taux de pertes théorique a été partagé en instance de concertation (GT2) avec les fournisseurs.

¹⁰ Programme de réorganisation des activités du service commun partagé entre Enedis et GRDF.

¹¹ Notamment en lien avec les projets « Reconstruction SI » (évolution des SI de GRDF pour remplacer les SI historiques (Disco et Pictrel) et pour prendre en compte la réorganisation du service commun partagé avec Enedis) et « SI transformant » (ajustements liés à la mise en concurrence des prestations et licences IT, alors confiées à Engie IT).

¹² La trajectoire ATRD5 a été retraitée du seul différentiel d'inflation. Les autres indices n'ont pas été retraités.

Au cours de la période 2016-2018, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATRD5 et la trajectoire réalisée s'élève ainsi à - 141 M€, soit - 3 % par rapport aux charges prévisionnelles. Un tiers de cet écart concerne des postes au CRCP (pertes, impayés).

3.2 Demande tarifaire de GRDF et principaux enjeux que l'opérateur y associe

GRDF considère que sa demande tarifaire vise à répondre aux enjeux suivants :

- développer des gaz verts, notamment biométhane ;
- poursuivre la politique de modernisation et l'adaptation du réseau pour garantir une amélioration continue du niveau de sécurité ;
- préserver le pouvoir d'achat de ses clients ;
- développer les compétences de ses salariés afin de réallouer des ressources aux nouveaux enjeux / métiers ;
- accompagner les consommateurs, collectivités territoriales et l'ensemble de la filière gazière dans la transition énergétique et les évolutions des usages qui lui sont associées (stabilisation du portefeuille de consommateurs mais réduction des consommations grâce aux actions de maîtrise de la demande d'énergie, développement de la mobilité propre (GNV)) ;
- finir de déployer Gazpar ;
- accroître les efforts en matière de R&D.

GRDF devra par ailleurs porter le projet dit « Changement de gaz », soit la conversion du gaz B vers du gaz H dans les Hauts-de-France. Ce projet est actuellement en phase pilote.

La prise en compte des enjeux listés ci-dessus conduit GRDF à demander, en 2020, un total de charges nettes d'exploitation, y compris charges d'énergie, et de charges de capital de 3 208 M€ soit - 39,6 M€ (soit - 1,2 %) de moins que les dépenses réalisées en 2018.

3.3 Charges d'exploitation

3.3.1 Demande de GRDF

Demande initiale

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles, présentées par GRDF dans sa demande tarifaire initiale pour la période ATRD6 2020-2023, sont les suivantes :

En M€ courants	2018 Réalisé	2020	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation	1 426	1 546	1 576	1 627	1 635

Pour les charges nettes d'exploitation, y compris charges d'énergie et impayés, la demande de GRDF conduirait en 2020 à une hausse de + 120 M€, soit + 8,4 % par rapport au réalisé 2018. Sur la période 2020-2023, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de + 1,9 % en moyenne par an. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2018, et la demande 2020 est de + 8,0 % et, sur la période 2020-2023. Les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de + 2,0 % en moyenne par an.

Les principaux postes présentant une hausse entre 2018 et 2020 dans la demande de GRDF sont les suivants :

- « Achats d'énergie » : + 31,40 %, soit + 9 M€, résultat combiné de la baisse des volumes et de la hausse des prix ;
- « Consommations externes » : + 5,5 %, soit + 53,3 M€, en lien avec le sous-poste « Achats de fournitures et travaux d'entretien », dont l'évolution est largement sous-tendue, selon GRDF, par la trajectoire d'investissements, et notamment Gazpar. La demande fait apparaître une forte baisse de ce poste en 2023, fin de déploiement de Gazpar ;
- « Charges de personnel » : + 3,6 %, soit + 31 M€, en lien avec l'évolution des rémunérations, partiellement compensée par la baisse du nombre de salariés ;
- « Autres charges de gestion courante » : + 65 %, soit + 16 M€, principalement dû à la hausse des redevances informatiques liée à la reprise par GRDF de la propriété des licences détenues auparavant par Engie IT ;

- « Production immobilisée (recettes) » : + 11,3 %, soit - 37 M€, la trajectoire du poste étant estimée à partir de la trajectoire d'investissements, elle-même en hausse (en lien avec le développement du biométhane et la poursuite du déploiement de Gazpar notamment) ;
- Dans sa demande, GRDF isole le projet « Changement de gaz » qui constitue selon GRDF un projet exogène ne relevant pas de l'activité courante de GRDF et dont les charges nettes d'exploitation prévisionnelles représentent + 26 M€ en 2020, + 39 M€ en 2021, + 83 M€ en 2022 et + 79 M€ en 2023.

Demande révisée

GRDF a transmis le 14 juin 2019 une mise à jour de sa demande tarifaire. Cette mise à jour conduit GRDF à demander une hausse des charges nettes d'exploitation de 34 M€, soit environ 8,6 M€ par an, par rapport à sa demande tarifaire initiale :

En M€ courants	2018 Réalisé	2020	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation (dossier tarifaire mis à jour)	1 426	1 557	1 586	1 634	1 641

Pour les charges nettes d'exploitation, y compris charges d'énergie et impayés, la demande de GRDF conduirait en 2020 à une hausse de + 131 M€, soit + 9,2 % par rapport au réalisé 2018. Sur la période 2020-2023, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de + 1,8 % en moyenne par an. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2018 et la demande 2020 est de + 8,9 %. Sur la période 2020-2023, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de + 1,9 % en moyenne par an.

Parmi les demandes contribuant à augmenter ses charges nettes d'exploitation, GRDF a formulé :

- une demande de hausse de sa trajectoire de charges d'assurance de 1,5 M€ en moyenne par an, soit 6 M€ sur la période ATRD6 ;
- un ajustement à la hausse de sa trajectoire de consommations externes de 5,8 M€ en moyenne par an, soit 23,2 M€ sur la période ATRD6. GRDF souhaite mettre en place un nouveau programme permettant de renforcer la sécurité dans les immeubles collectifs comprenant l'organisation de visites préventives dans les immeubles et la correction des anomalies qui seront détectées le cas échéant ;
- un budget supplémentaire de 3,1 M€ en moyenne par an, soit 12,4 M€ sur la période ATRD6. Il s'agit d'aides à l'adaptation, dans l'habitat collectif, des conduits d'évacuation des fumées, afin de permettre le remplacement des chaudières anciennes par des chaudières à haute performance énergétique ;
- une demande de modification de sa trajectoire de produits de gestion courante¹³ à la suite d'une erreur identifiée avec l'auditeur qui conduit à une hausse des charges nettes d'exploitation de 3,1 M€ en moyenne par an, soit 12,2 M€ sur la période ATRD6 ;
- une demande de hausse des charges d'externalisation des indemnités de retraite de 3,2 M€ en moyenne par an, soit 12,9 M€ sur la période ATRD6 pour tenir compte de la baisse des taux long terme qui affecte les engagements sociaux ;

GRDF a également formulé deux demandes contribuant à diminuer ses charges nettes d'exploitation :

- une demande de réduction de sa trajectoire de couverture des charges d'impayés de 7,3 M€ en moyenne par an, soit 29,1 M€ sur la période ATRD6 suite au changement de méthode de couverture de ces charges intervenus en avril 2019¹⁴ ;
- une demande de révision de la référence prix à retenir pour le calcul des charges d'achat d'énergie conduisant à une réduction de 0,8 M€ en moyenne par an, soit 3,3 M€ de la trajectoire sur la période ATRD6.

¹³ Sous-poste inclus dans le poste de recettes extratarifaires constitué de recettes qui ne sont pas liées directement à l'activité de GRDF (ex : pénalités attribuées par GRDF aux entreprises de pose de compteurs Gazpar).

¹⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2019-086 du 25 avril 2019 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1^{er} juillet 2019.

3.3.2 Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue

3.3.2.1 Enjeux identifiés

La CRE a identifié 5 enjeux principaux pour la période tarifaire à venir :

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

Garantir la sécurité des personnes et des biens est un enjeu majeur pour GRDF qui met en œuvre de nombreuses actions de renouvellement et de sécurisation de ses ouvrages. La CRE est particulièrement attentive à ce que le cadre de régulation soit favorable à la sécurité du réseau.

- Prendre en compte un contexte de baisse probable de la consommation de manière durable

Les efforts d'efficacité énergétique déjà réalisés et à venir conduisent à une baisse des consommations unitaires notamment pour les consommateurs utilisant le gaz pour le chauffage. Mécaniquement, toutes choses égales par ailleurs (en prenant pour hypothèses un portefeuille clients et des charges à couvrir stables), le coût unitaire par MWh distribué augmente. Les trajectoires de portefeuille clients et de charges à couvrir doivent par conséquent faire l'objet d'une attention particulière de la CRE.

De nouveaux usages devraient s'insérer dans ce contexte et pourraient atténuer cette baisse, toutefois de façon marginale à l'horizon du tarif ATRD6. La filière du gaz naturel pour véhicules (GNV et bioGNV) notamment est amenée à se développer.

- Accompagner la transition énergétique : permettre l'intégration du biométhane

La France dispose d'un important potentiel de méthanisation et les pouvoirs publics ont défini des objectifs ambitieux d'injection de biométhane dans ses réseaux de gaz et de diminution de l'empreinte carbone des transports (GNV). En effet, le projet de PPE mis en consultation en janvier 2019 fixe un objectif pour 2023 de 6 TWh de biogaz injectés et un objectif de 14 à 22 TWh de biogaz injectés dans les réseaux d'ici 2028. Par ailleurs, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) porte à 10 % la part de gaz consommé issu de filières renouvelables à l'horizon 2030.

A la fin de l'année 2018, 76 sites injectent du biométhane dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel pour un volume de plus de 714 GWh en 2018. Les prévisions d'injection pour 2019 s'établissent à 1 267 GWh.

L'atteinte des objectifs en matière de biométhane injecté nécessitera un engagement budgétaire de la part de l'Etat (entre 7 et 9 Mds€ de dépense supplémentaire pour le soutien à la production de gaz renouvelable entre 2019 et 2028 selon le projet de PPE) ainsi que des investissements importants dans les réseaux de transport et de distribution de gaz, de l'ordre de 2 Mds€ pour un objectif de 30 TWh en 2030.

- Accompagner la phase industrielle du projet de conversion de la zone B en zone H

La période tarifaire à venir verra le début de la phase industrielle du projet de conversion de la zone gaz B en zone gaz H. En application du cadre juridique associé à ce projet, GRDF intervient en dehors de son cœur d'activité, la majorité des actions à mener étant situées en aval du compteur. La CRE mettra en place un cadre incitatif spécifique à l'issue de la phase pilote du projet.

- Intégrer les gains attendus par le déploiement de Gazpar

La CRE intègre dans son analyse du dossier de GRDF et dans ses travaux pour la prochaine période tarifaire ATRD6 les bénéfices attendus du déploiement des compteurs communicants Gazpar.

3.3.2.2 Approche d'analyse retenue par la CRE

La CRE considère que la régulation incitative des charges nettes d'exploitation a pour objectif, en laissant aux opérateurs les écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire. Le niveau d'efficacité révélé lors de la période tarifaire ATRD5 doit être pris en compte pour établir le tarif ATRD6, de façon à ce que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains de productivité dans la durée.

Pour ces raisons, la CRE a demandé aux opérateurs de présenter leur demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2018 et en décomposant chaque poste de la matrice tarifaire au premier euro.

La CRE a mandaté le cabinet Pöyry pour effectuer un audit des charges d'exploitation de GRDF. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2019. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la première version des demandes des opérateurs, est publié en même temps que le présent document de consultation publique.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation de GRDF constatés lors de la période ATRD5 et des charges d'exploitation prévisionnelles présentées par l'opérateur pour la période tarifaire à venir (période 2020-2023). Plus précisément, cet audit a pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation de l'opérateur pour la prochaine période tarifaire ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2018) et prévisionnelles (2020-2023) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRD6.

La CRE a par ailleurs analysé certains points spécifiques, notamment les dépenses de Recherche et Développement (R&D), le projet « Changement de gaz » et l'incitation au développement du nombre de consommateurs.

3.3.3 Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires envisagés par la CRE

3.3.3.1 Résultats de l'audit externe

L'analyse de l'auditeur a porté sur le dossier tarifaire initial transmis par GRDF le 29 mars 2019. A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de GRDF sur la période ATRD6 :

En M€ courants	2020	2021	2022	2023
Trajectoire demandée par GRDF (dossier tarifaire initial)	1 546	1 576	1 627	1 635
Réalisé 2018 inflaté	1 466	1 490	1 515	1 542
Trajectoire auditeur (avant efficience)	1 515	1 546	1 600	1 592
Trajectoire auditeur (après efficience)	1 515	1 536	1 585	1 572
Impact sur la demande de GRDF (après efficience)	- 31	- 40	- 42	- 63

Les principaux ajustements préconisés par l'auditeur portent sur les postes « Charges de personnel », « Immobilier – Redevances – Locations », « Impayés », et « Achats d'énergie », et de manière transversale sur le projet « Biométhane ». Ces ajustements se répartissent comme décrit ci-après.

Projet « Biométhane »

Dans leurs dossiers tarifaires, GRDF, GRTgaz et Teréga présentent au global des trajectoires de volumes de biométhane injectés supérieures aux objectifs du projet de PPE. En effet :

- les objectifs fixés par le projet de PPE sont d'environ 6 TWh à horizon 2023 pour tous les réseaux confondus (transport et distribution) ;
- les projections de GRDF d'environ 8 TWh et celles de GRTgaz et de Teréga sont d'environ 2 TWh à horizon 2023.

Les orientations de politique énergétique transmises à la CRE par le ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire, prévoient que les hypothèses à prendre en compte en termes de développement du biométhane « *devront s'appuyer sur la programmation pluriannuelle de l'énergie en cours de concertation. Elle fixe un objectif de biométhane injecté dans les réseaux gaziers de 6 TWh PCS en 2023 et entre 14 à 22 TWh PCS en 2028* ».

La CRE envisage, en lien avec ces orientations, de retenir un volume total de 6 TWh de biométhane injecté à horizon 2023, tel que prévu par le projet de PPE, soit une baisse de - 40 % des trajectoires demandées par les gestionnaires de réseau. Si la PPE venait à évoluer, il conviendrait alors d'en tenir compte.

Pour GRDF, cet ajustement revient à retenir 4,8 TWh de biométhane injecté à horizon 2023 (à comparer à 8 TWh dans sa demande).

L'impact global net est une réduction des CNE d'environ 4 M€ par an (soit 15 M€ sur la période ATRD6, distribué de manière relativement égale sur les 4 années).

Dans le détail, l'auditeur a différencié l'impact de cette baisse d'objectifs sur les différents postes tarifaires, certains étant considérés indépendants des volumes injectés (les postes « Informatique et Télécoms » et « R&D ») quand d'autres sont considérés comme liés plus directement aux volumes injectés et font donc l'objet d'ajustements au prorata de la correction des volumes considérés, avec notamment :

- s'agissant des produits : la baisse des « Recettes extratarifaires » (+ 9 M€/an en moyenne, soit + 35 M€ en cumulé), qui correspondent à des prestations de raccordements de sites de biométhane, et de la « Production immobilisée » (+ 14 M€ / an en moyenne soit, + 55,9 M€ en cumulé) ;
- s'agissant des charges : la baisse des « Achat de matière et fourniture » (- 14 M€/an en moyenne, soit - 57 M€ en cumulé) et des charges de personnel (- 6 M€/an, soit - 22,3 M€ en cumulé).

Charges de personnel

La trajectoire de l'auditeur est inférieure d'environ 13 M€ par an en moyenne à celle de GRDF (52 M€ en cumulé sur l'ensemble de la période ATRD6, soit - 1,4 %). Cet ajustement résulte, pour 5,6 M€ par an en moyenne, de l'ajustement de la trajectoire d'ETP biométhane évoqué précédemment.

Hors biométhane, l'auditeur a conservé la trajectoire d'ETP de GRDF. Les ajustements (- 7,5 M€/an en moyenne, soit - 30 M€ sur la période) proviennent :

- de la référence prise pour estimer les charges de la période ATRD6 : l'auditeur a pris la moyenne des années 2016 à 2018 pour référence afin de lisser les années 2017 et 2018, qui présentaient des pics inverses non représentatifs de l'évolution prévisionnelle (décalage de versements de rémunérations variables) ;
- de l'hypothèse d'évolution du SNB retenue par l'auditeur, inférieure à celle utilisée par GRDF ;
- d'une hypothèse différente sur le taux d'atteinte des objectifs, diminuant les charges d' « Intéressement et abondement » : l'auditeur a jugé l'hypothèse de 100 % faite par GRDF trop optimiste et s'est fondé sur la moyenne pour la période ATRD5, soit 93 %.

Immobilier – Redevances – Locations

L'auditeur a construit sa trajectoire du sous-poste « Immobilier » (- 2 M€/an en moyenne, - 8,6 M€ en cumulé sur la période, soit - 2,2 %) de la manière suivante :

- il a appliqué l'évolution constatée entre 2017 et 2018 à la période 2018-2021, en lien avec des gains de productivité (relocalisation, densification, prise à bail moins coûteuses) ;
- les dépenses 2022 sont attendues stables en euros constants par rapport au niveau de 2021, avant d'augmenter légèrement en 2023 (augmentation ponctuelle du loyer d'un immeuble parisien (bail précaire)).

Concernant le sous-poste « Redevances », l'auditeur recommande un ajustement de - 5 M€ par an environ (- 18,6 M€ en cumulé sur la période, soit - 8,5 % par rapport à la demande de GRDF), en retenant la hausse demandée par GRDF à horizon 2023 (environ + 20 M€ par an par rapport à 2018) mais en considérant qu'elle sera plus progressive.

Impayés (poste intégralement au CRCP)

La CRE a pris en compte dans la délibération tarifaire ATRD5 la décision du CoRDIS de faire supporter par les GRD la part acheminement des impayés clients, en intégrant les charges correspondantes au CRCP.

Lors de la dernière évolution annuelle (1^{er} juillet 2019), la CRE a corrigé la façon dont ces charges étaient traitées, en se basant sur les charges réellement constatées au lieu de retenir les provisions faites par l'opérateur.

Pour établir sa trajectoire, l'auditeur s'est appuyé sur le réalisé du premier trimestre 2019, dont les données comptables définitives sont disponibles, considérant en outre que la quasi-totalité des remboursements s'effectuent en janvier. Ce chiffre (32,1 M€, frais financiers compris) a été inflaté sur la période ATRD6.

Pertes et différences diverses (poste partiellement au CRCP)

Compte tenu des améliorations obtenues au cours de la période ATRD5 sur les volumes de pertes (voir paragraphe 2.7), l'auditeur ne recommande pas d'ajustement par rapport à la demande de GRDF pour la prochaine période tarifaire, qui intègre à la fois la performance déjà atteinte et les gains attendus de la mise en œuvre des compteurs communicants Gazpar.

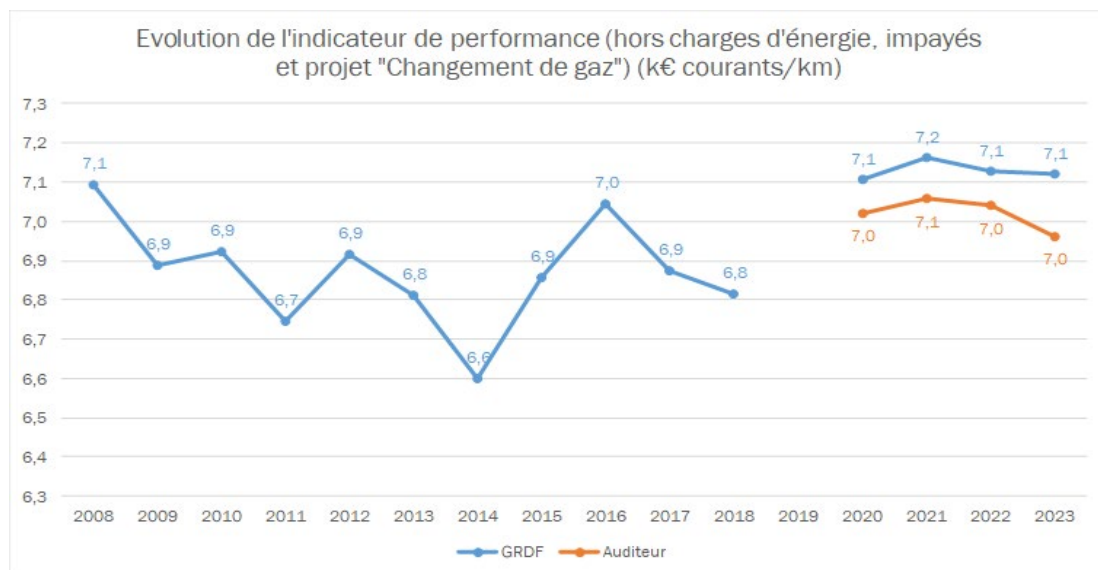
L'écart entre le montant retenu par l'auditeur et celui figurant dans la demande initiale de GRDF (- 2 M€/an, soit - 9 M€ sur l'ensemble de la période) tient au coût du MWh utilisé pour valoriser les volumes, l'auditeur ayant relevé des données de marché plus récentes et plus basses. Ce poste a fait l'objet d'une mise à jour par GRDF ; les valeurs prises en compte restent supérieures à celles retenues par l'auditeur (- 1,5 M€ par an en moyenne, soit - 5,8 M€ sur la période).

Analyse de la productivité de l'opérateur

En sus de l'analyse poste à poste, l'auditeur a mesuré l'évolution de la productivité globale de GRDF au regard de ses charges d'exploitation, en analysant l'évolution du ratio des charges nettes d'exploitation par kilomètre de canalisation.

Le choix de la « longueur de réseau » pour l'appréciation de la productivité s'appuie sur le retour d'expérience de l'auditeur acquis à travers la réalisation de plusieurs benchmarks basés sur des études statistiques et économétriques dont il ressort que le nombre de kilomètres de canalisations est le paramètre le plus corrélé avec les charges nettes d'exploitation.

L'auditeur a mesuré le niveau de productivité atteint par GRDF pour la période 2016–2018 et l'a comparé au niveau de productivité prévisionnel sur la base de la demande tarifaire de GRDF et sur la base de sa trajectoire alternative. Afin d'analyser la productivité, l'auditeur a élaboré un ratio et retenu un périmètre d'activité constant dont les charges sur lesquelles GRDF a le moins de prise ont été exclues (charges d'énergie, impayés) ainsi que le projet changement de gaz, compte tenu de son caractère atypique.



L'analyse poste à poste faite par l'auditeur conduirait à retenir une trajectoire résultant en un niveau de performance de 7,0 k€/km en 2023. L'auditeur considère qu'au regard des performances passées de GRDF, il serait pertinent d'atteindre en 2023 une performance de 6,9 k€/km (contre 6,8 k€/km en 2018) et propose, pour atteindre cet objectif, une enveloppe d'efficacité supplémentaire de 11,3 M€/an (soit 45 M€ en cumulé sur la période), se basant sur une montée en puissance progressive des actions de performance sur la période (0 M€ en 2020, 10 M€ en 2021, 15 M€ en 2022 et 20 M€ en 2023).

3.3.3.2 Ajustements complémentaires de la CRE

a) Mise à jour de la demande de GRDF

La CRE a procédé à l'analyse de la mise à jour tarifaire transmise par GRDF le 14 juin 2019, qui représente une hausse de 8,6 M€ par an environ de charges nettes d'exploitation (soit 34,3 M€ sur la période) par rapport à sa demande tarifaire initiale.

Les demandes de charges supplémentaires concernent notamment les postes suivants :

- une demande de hausse de la trajectoire de charges d'assurances de 1,5 M€ en moyenne par, soit 6 M€ sur la période ATRD6 ;
- un ajustement à la hausse de la trajectoire de consommations externes de 5,8 M€ en moyenne par an, soit 23,2 M€ sur la période ATRD6 ;
- un budget supplémentaire de 3,1 M€ en moyenne par an, soit 12,4 M€ sur la période ATRD6. Il s'agit d'aides à l'adaptation, dans l'habitat collectif, des conduits d'évacuation des fumées, afin de permettre le remplacement des chaudières anciennes par des chaudières à haute performance énergétique.

La CRE envisage à ce stade de ne pas retenir cette dernière demande. En effet, le versement de ces aides ne paraît pas relever des missions d'un GRD.

Par ailleurs, certaines demandes faites par GRDF lors de la mise à jour de son dossier tarifaire portent sur des postes sur lesquels l'auditeur a déjà proposé un ajustement. C'est le cas des demandes portant sur les charges d'impayés, les achats d'énergie et les produits de gestion courante :

- pour les charges d'impayés, l'auditeur a proposé un ajustement à hauteur - 8,4 M€ par an en moyenne (soit - 33,5 M€ sur la période ATRD6), légèrement supérieurs à ceux demandés par GRDF (- 7,3 M€/an, soit - 29,1 M€ sur la période). Pour les achats d'énergie, l'auditeur a proposé des ajustements à hauteur - 2,3 M€ par an en moyenne (soit - 9,1 M€ sur la période ATRD6), supérieurs eux-aussi à ceux demandés par GRDF (- 0,8 M€ / an, soit - 3,3 M€ sur la période). Pour ces deux postes GRDF a donc intégré dans sa demande révisée une partie des ajustements de l'auditeur.
- pour les produits de gestion courante, GRDF a retenu dans sa demande révisée la trajectoire proposée par l'auditeur, soit + 3 M€ par an par rapport à sa demande initiale (+12,2 M€ sur la période).

En conséquence, considérant les ajustements de l'auditeur, la CRE envisage de retenir, au titre de la demande mise à jour, une hausse totale des charges nettes d'exploitation + 2,9 M€/an (soit 11,7 M€ en cumulé sur la période).

En M€ courants (en moyenne par année)	Demande complémentaire de GRDF	Trajectoire envisagée par la CRE
Impayés*	- 7,3	- 8,4
Assurances	+ 1,5	+ 1,5
Achats de gaz*	- 0,8	- 2,3
Externalisation retraites	+ 3,2	+ 3,2
Consommations externes	+ 5,8	+ 5,8
Aides adaptation conduits collectifs	+ 3,1	-
Correction erreur sur les recettes*	+ 3,1	+ 3,1
Total	+ 8,6	+ 2,9

* Ces postes sont l'objet d'ajustements de l'auditeur que la CRE envisage de retenir pour des montants égaux ou supérieurs à ceux de la demande révisée de GRDF.

b) Incitation pour le développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz

Pour la période ATRD6, GRDF demande de reconduire le mécanisme mis en place pour le tarif ATRD5. Cette demande correspondrait à une enveloppe budgétaire d'environ 42,5 M€ par an (contre un montant d'environ 45 M€/an au cours de la période ATRD5), soit 170 M€ sur la période ATRD6, répartie dans selon grands types d'actions :

En M€ courants	2020	2021	2022	2023
Actions d'animation de filière	23	23	23	23
Versement d'aides	12	14	16	16
Programme de R&D	4	5	5	6
Total	40	42	44	45

Prenant en compte le courrier d'orientation de politique énergétique du Ministre, faisant état que « l'objectif de neutralité carbone se traduira par le transfert de certains consommateurs de gaz vers d'autres énergies [et qu'il] n'est donc pas souhaitable de poursuivre des dispositifs de régulation incitative conduisant à augmenter le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz », et en cohérence avec l'évolution envisagée par la CRE pour la régulation incitative du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz (cf. paragraphe 2.6), la CRE envisage de recentrer les dépenses sur l'animation de filière et en particulier sur les actions de conversion fioul-gaz. Ces dépenses représenteraient une enveloppe globale de 22,5 M€ par an, soit 90 M€ sur la période.

En conséquence, la CRE envisage de retenir un ajustement des charges nettes d'exploitation de - 20 M€ par an par rapport à la demande de GRDF, soit - 80 M€ en cumulé sur la période.

Par courrier, en date du 25 septembre 2019, GRDF a demandé un budget supplémentaire de 10 M€/an afin de renforcer ses actions de conversion fioul-gaz.

c) Projet « Changement de gaz »

Les trajectoires financières du projet « Changement de gaz » ont fait l'objet d'une décision de la CRE le 12 avril 2018¹⁵ pour la phase pilote du projet, c'est-à-dire pour les années 2016 à 2020. Ces trajectoires prévisionnelles ont été établies sur la base des résultats d'une étude technico-économique publiée par la CRE le 21 mars 2018¹⁶. Compte tenu des incertitudes sur certains modes opératoires et sur les volumes d'appareils à adapter chez les consommateurs, la CRE a annoncé que les trajectoires prévisionnelles pour la phase de déploiement industriel (2021-2029) seront fixées dans une délibération ultérieure en tenant compte notamment du retour d'expérience de la phase pilote, soit fin 2020 au plus tôt.

Aussi, à ce stade, la CRE envisage de retenir :

- pour l'année 2020, le montant de charges nettes d'exploitation indiqué dans la délibération du 12 avril 2018 susmentionnée ;
- pour les années 2021 à 2023, la demande de GRDF formulée dans son dossier tarifaire.

La différence entre, d'une part, la trajectoire prévisionnelle 2021-2023 qui sera fixée par la CRE à la suite du retour d'expérience de la phase pilote et, d'autre part, la trajectoire qui sera retenue pour établir le tarif ATRD6 serait intégrée à 100 % au CRCP.

En conséquence, la CRE envisage de retenir un ajustement des charges nettes d'exploitation de - 8 M€, uniquement en 2020.

d) R&D

La demande de GRDF concernant le poste R&D présente une forte hausse pour la période ATRD6, avec une enveloppe budgétaire qui s'élève à 22,8 M€ par an (soit 91 M€ sur la période), contre 10,7 M€ par an en période ATRD5 (soit 42,8 M€ au total, intégralement dépensés).

La trajectoire demandée par GRDF vise à financer des projets de recherche internes à l'entreprise, mais également réalisés en partenariat avec des laboratoires de recherche. GRDF répartit ses projets de R&D en quatre axes de recherche :

- « sécurité et performance opérationnelle » (6,7 M€/an) : performance patrimoniale et opérationnelle au service de la sécurité, et maîtrise du comptage et de la qualité gaz ;
- « smart gas grids » (3,9 M€/an) : développer le pilotage dynamique du réseau, adapter et interconnecter le réseau ;
- « gaz verts » (6,6 M€/an) : améliorer la qualité des gaz produits et leur compatibilité avec les infrastructures existantes et identifier les meilleurs dispositifs de raccordement et d'injection de gaz renouvelables ;
- « domaine aval - sécurité et flexibilité » (4,8 M€/an) : sécurité aval et réglementation, compatibilité nouveaux gaz et nouveaux usages, et flexibilité, connaissance client, complémentarité des réseaux.

Cette dernière thématique, qui constitue une extension du périmètre historique de R&D de GRDF, inclut des projets qui paraissent relever de l'aval compteur et dépasseraient à ce titre le cadre des activités régulées de GRDF.

En cohérence avec l'approche retenue pour les GRT de gaz, la CRE envisage de retenir les ajustements suivants :

- l'augmentation des dépenses de R&D anticipées par GRDF sur son périmètre historique ne semble pas justifiée et la CRE envisage de retenir, sur ce périmètre, le niveau de dépenses de 2018 augmenté de l'inflation prévisionnelle sur la période ATRD6 ;
- les projets associés au sous poste de R&D « sécurité aval et réglementation » ne relèveraient pas du périmètre des activités régulées de GRDF (développement d'outils numériques de modélisation des bâtiments, études liées à l'installation de chaudières ou à de la rénovation énergétique, ou encore veille sur la réglementation européenne) et la CRE envisage de ne pas retenir ces dépenses pour la période ATRD6.

La CRE envisage en revanche de retenir les montants correspondant aux sous postes de R&D « compatibilité nouveaux gaz / nouveaux usages » et « flexibilité, connaissance client, complémentarité des réseaux ».

Ces observations conduisent la CRE à envisager de retenir un ajustement de - 8 M€ par an par rapport à la trajectoire de R&D demandée par GRDF pour la période ATRD6 (soit - 32 M€ en cumulé sur la période, - 35 %). Malgré cet ajustement, l'enveloppe de R&D serait en augmentation de + 37 % par rapport à la période ATRD5. La CRE est,

¹⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2018-080 du 12 avril 2018 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1^{er} juillet 2018.

¹⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2018-051 du 21 mars 2018 portant avis sur le projet de conversion de la zone Nord de la France de gaz à bas pouvoir calorifique en gaz à haut pouvoir calorifique.

à ce stade, favorable à une telle hausse. En effet, dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, la R&D est essentielle pour préparer l'avenir (cf. paragraphe 2.5).

3.3.3.3 Synthèse de l'analyse préliminaire

La demande de GRDF conduirait à une hausse de 8,9 % en 2020 des charges d'exploitation hors énergie à couvrir par le tarif ATRD6 par rapport au niveau des charges constatées en 2018, suivie d'une hausse de 1,9 % en moyenne par an sur 2020-2023.

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande de GRDF ne peut être retenue en l'état.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec GRDF dans le courant du mois de juillet 2019. GRDF a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux du consultant, et a remis en cause une partie des ajustements identifiés par l'auditeur dans le cadre de cet échange contradictoire.

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur, ainsi que sur d'autres ajustements envisagés par la CRE le cas échéant.

La CRE propose un cadre de consultation dans lequel le niveau des charges nettes d'exploitation de GRDF envisagé est compris entre une « borne haute », correspondant à la demande révisée de GRDF, et une « borne basse » établie sur la base :

- de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation de GRDF, objectifs d'efficacité inclus ;
- des ajustements complémentaires de la CRE sur l'incitation pour le développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz, le projet « Changement de gaz » et la R&D, ainsi que sur la mise à jour de la demande de GRDF.

De fait, l'écart entre les bornes basse et haute est en moyenne de 4,5 % :

- la borne basse varie entre 1 500 M€ en 2020 et 1 555 M€ en 2023, soit 1 536 M€ en moyenne sur la période ;
- la borne haute varie entre 1 557 M€ en 2020 et 1 641 M€ en 2023, soit 1 605 M€ en moyenne sur la période.

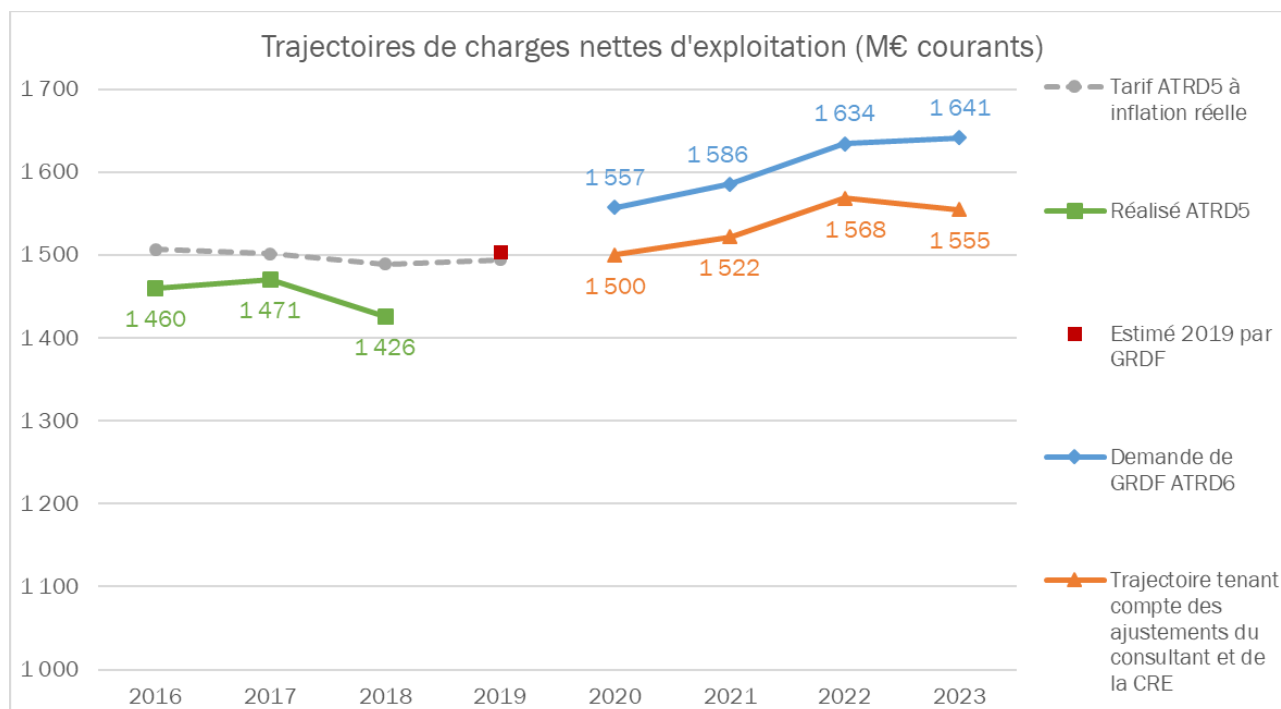
Ces niveaux moyens restent supérieurs à celui constaté en 2018 qui s'élevait à 1 426 M€ :

- borne haute : évolution 2018-2020 de + 9,2 % et un TCAM¹⁷ 2020-2023 de + 1,8 % ;
- borne basse : évolution 2018-2020 de + 5,2 % et un TCAM 2020-2023 de + 1,2 %.

En M€ courants (moyenne annuelle ATRD6)	Borne haute : demande de GRDF	Borne basse : ensemble des ajustements retenus
Recettes extratarifaires	- 289	- 282
Production immobilisée	- 344	- 330
PRODUITS D'EXPLOITATION	- 632	- 612
Achats d'énergie	33	31
Consommations externes	1 061	1 024
Charges de personnel	899	885
Autres charges de gestion	47	24
Impôts et taxes	52	53
Charges centrales	111	110
Impayés	34	33
CHARGES BRUTES D'EXPLOITATION	2 237	2 159
CHARGES NETTES D'EXPLOITATION	1 605	1 547
Performance additionnelle	-	- 11
CHARGES NETTES D'EXPLOITATION TOTALES	1 605	1 536

¹⁷ Taux de croissance annuelle moyen

Les trajectoires possibles de niveaux de charges nettes d'exploitation se présentent ainsi :



Inflation prévisionnelle considérée (source FMI) : + 1,3 % en 2019 ; + 1,5 % en 2020 ; + 1,6 % en 2021 ; + 1,7 % en 2022 ; + 1,8 % en 2023.

3.4 Coût moyen pondéré du capital

3.4.1 Demande de GRDF

La demande de GRDF a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital (CMPC) en baisse par rapport au tarif ATRD5 actuel, soit 4,80 % (réel, avant impôts). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les opérateurs gaziers auprès d'un consultant externe.

3.4.2 Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE

Dans le cadre des travaux de préparation du tarif ATRD6, la CRE réexamine les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du taux de rémunération des opérateurs. Dans cet objectif, elle a demandé à un consultant externe de réaliser un audit et une analyse des demandes de rémunération de GRDF et des conclusions de ses conseils.

Les travaux menés par l'auditeur se sont déroulés entre mai et juillet 2019. Le rapport du consultant est publié en même temps que la présente consultation publique. Après audit de la demande de GRDF, l'auditeur conclut à une fourchette de CMPC, réel avant impôts, comprise entre 2,74 % et 4,39 %.

3.4.3 Fourchette de CMPC envisagée par la CRE

La CRE attache la plus grande importance à la stabilité de ses principes de détermination du CMPC afin de donner la visibilité nécessaire aux acteurs de marché. Elle envisage ainsi de reconduire la méthode retenue lors des précédents tarifs, fondée sur le CMPC à structure normative.

La CRE n'envisage pas de retenir pour le tarif ATRD6 la demande de CMPC de GRDF (4,80 %, réel avant impôts). A ce stade, la CRE considère notamment que cette demande prend insuffisamment en compte l'évolution constatée des taux d'intérêt sur les marchés depuis la période de détermination du tarif ATRD5.

La CRE n'envisage pas non plus de retenir la borne basse de la fourchette recommandée par l'auditeur mandaté pour auditer la demande de GRDF. Cette fourchette basse constituerait une rupture non justifiée par rapport aux méthodes et paramètres utilisés jusqu'ici par la CRE, notamment pour le tarif ATRD5.

Pour le tarif ATRD6, la CRE s'oriente à ce stade vers une valeur de CMPC qui pourrait être comprise entre 3,5 % et 4,1 % (réel, avant impôts) pour rémunérer la base d'actifs régulés de GRDF.

Cette fourchette, en baisse de 90 pdb à 150 pdb par rapport au CMPC du tarif ATRD5 (5,00 % réel, avant impôts), prend notamment en compte :

- la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt sur les marchés, par rapport aux niveaux qui prévalaient au moment de la fixation du tarif ATRD5 (pour rappel, 2,8 %) ;
- la forte baisse du taux d'imposition sur les sociétés, en application de la législation en vigueur ;
- une révision de l'hypothèse d'inflation retenue dans le calcul du CMPC par rapport à celle retenue pour le tarif ATRD5 (pour rappel, 1,2 %).

Un scénario simplement illustratif est construit avec un CMPC de 3,8 % (réel, avant impôts).

3.5 Investissements et charges de capital normatives

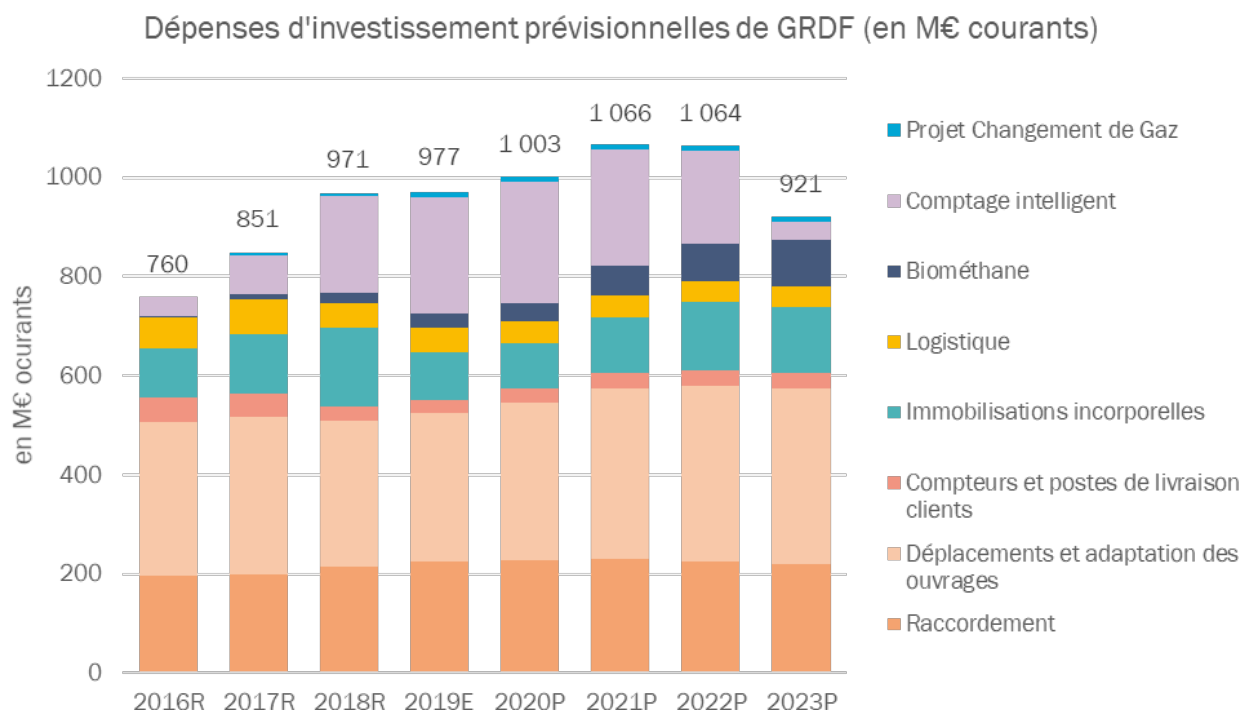
3.5.1 Trajectoire des dépenses d'investissement

La trajectoire des dépenses d'investissements de GRDF sur la période ATRD6 est marquée par une accélération des dépenses d'investissements, avec des dépenses moyennes de 1 013,5 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 889,6 M€ par an au cours de la période ATRD5. Cette augmentation est notamment due à la poursuite du programme de compteurs communicants Gazpar, à la progression des investissements dans le biométhane, à la hausse des investissements de sécurisation des ouvrages ainsi qu'à l'accroissement des investissements SI.

GRDF prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de la prochaine période tarifaire :

En M€ courants	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023	Moyenne annuelle ATRD6	Moyenne annuelle ATRD5*
Raccordement	213,7	227,0	229,0	224,4	218,4	224,7	208,3
Déplacements et adaptation des ouvrages	295,6	318,5	345,8	354,3	357,1	343,9	305,8
Compteurs et postes de livraison clients	29,6	29,9	30,8	30,9	31,0	30,6	38,6
Immobilisations incorporelles	157,3	90,9	113,2	139,0	131,0	118,5	118,2
Logistique	51,1	42,2	42,7	43,0	43,3	42,8	58,1
Sous-total hors projets	747,3	708,4	761,5	791,6	780,7	760,6	729,0
Biométhane	20,1	36,9	59,7	73,5	92,8	65,7	15,6
Comptage intelligent	194,7	246,7	236,1	187,8	37,9	177,1	136,2
Projet Changement de Gaz	4,8	10,7	8,5	11,3	10,1	10,2	4,9
Sous-total projets	219,5	294,2	304,4	272,7	140,7	253,0	156,6
Total général	970,5	1 002,6	1 065,9	1 064,2	921,4	1 013,5	889,6
Total hors comptage intelligent	775,8	755,9	829,8	876,4	883,5	836,4	753,2

* Moyenne des programmes d'investissement réalisés 2016, 2017, 2018 et estimé 2019



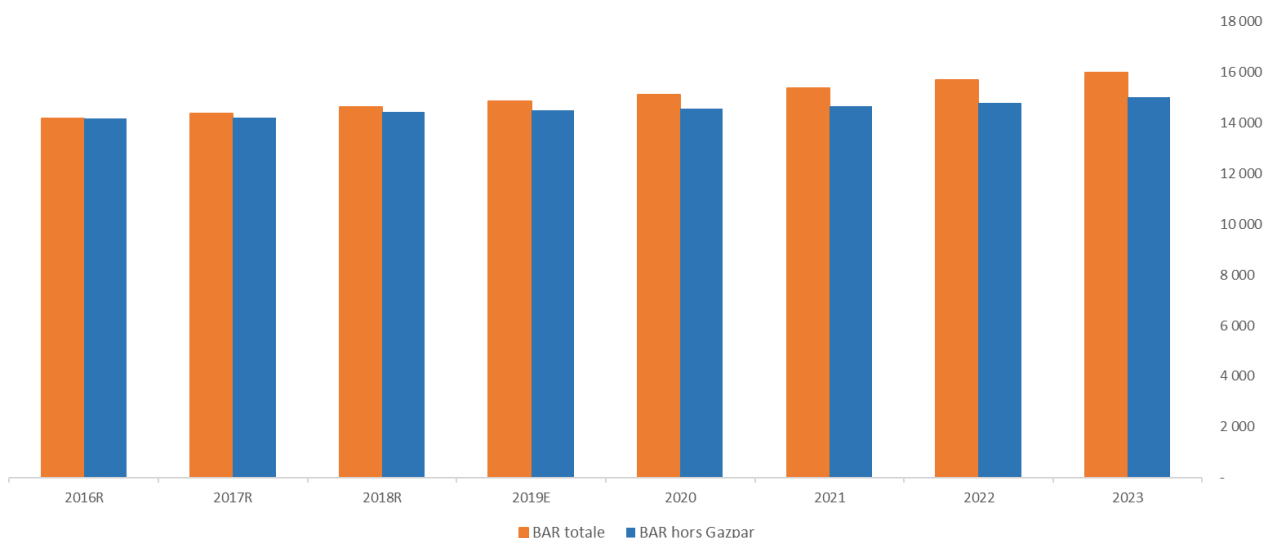
En particulier, GRDF prévoit :

- la montée en puissance des dépenses d'investissement associés au comptage intelligent, notamment au projet Gazpar, évaluées par GRDF à 177,1 M€ par an sur la période ATRD6, contre 136,2 M€ par an sur la période précédente. Le projet Gazpar doit s'achever en avril 2023 ;
- une hausse importante des dépenses d'investissement associées au biométhane, avec des dépenses moyennes sur la période de 65,7 M€ par an, alors qu'elles étaient de 15,6 M€ par an sur la période précédente. Les dépenses comprennent notamment les raccordements des producteurs (poste et comptage inclus) à hauteur de 36 M€/an environ et les investissements d'extension et de renforcement de réseaux (maillage, rebours et extensions mutualisées) à hauteur de 20 M€/an. Ces prévisions de dépenses résultent des prévisions de quantités injectées dans les réseaux : GRDF fonde ainsi sa trajectoire sur une hypothèse de 8 TWh de biométhane injecté sur son réseau ;
- une hausse des dépenses d'investissement de sécurisation des ouvrages¹⁸ (réseau parisien et colonnes montantes d'immeubles notamment), qui portent principalement sur la modernisation du réseau. En moyenne estimés à 343,9 M€ par an (contre 305,8 M€ par an sur la période précédente), ces investissements sont en hausse en début de période puis se stabilisent à partir de 2022, en lien avec l'accroissement des renouvellements de réseaux (notamment la tôle bitumée à Paris), de branchements et ouvrages d'immeubles, dans le cadre de la politique de gestion du risque industriel de GRDF ;
- une stabilité des dépenses d'investissement relevant des immobilisations incorporelles, estimées par GRDF sur la période ATRD6 à 118,5 M€ par an (contre 118,2 M€ par an sur la période précédente), liée, d'une part, à la hausse des dépenses relevant du projet de migration SAP/HANA et, d'autre part, à la baisse prévisionnelle des dépenses d'investissement au titre de la cartographie, résultant de moindres besoins de géoréférencement compte tenu des montants consacrés sur les périodes tarifaires passées et des améliorations obtenues. En cohérence avec le courrier d'orientation du ministre, mentionnant qu'afin d'assurer « la sécurité des consommateurs de gaz naturel et des riverains de installations de distribution de gaz, [...] il convient notamment de garantir que les gestionnaires de réseaux de distribution disposent des moyens nécessaires pour l'amélioration de la cartographie de leurs réseaux », la CRE retient la demande de GRDF dans sa totalité s'agissant de la cartographie.

¹⁸ ces investissements sont inclus dans le poste « déplacements et adaptation des ouvrages »

Cette trajectoire d'investissements aboutirait à l'évolution de la BAR de GRDF suivante :

Evolution de la BAR (Gazpar et hors Gazpar) en M€ courants



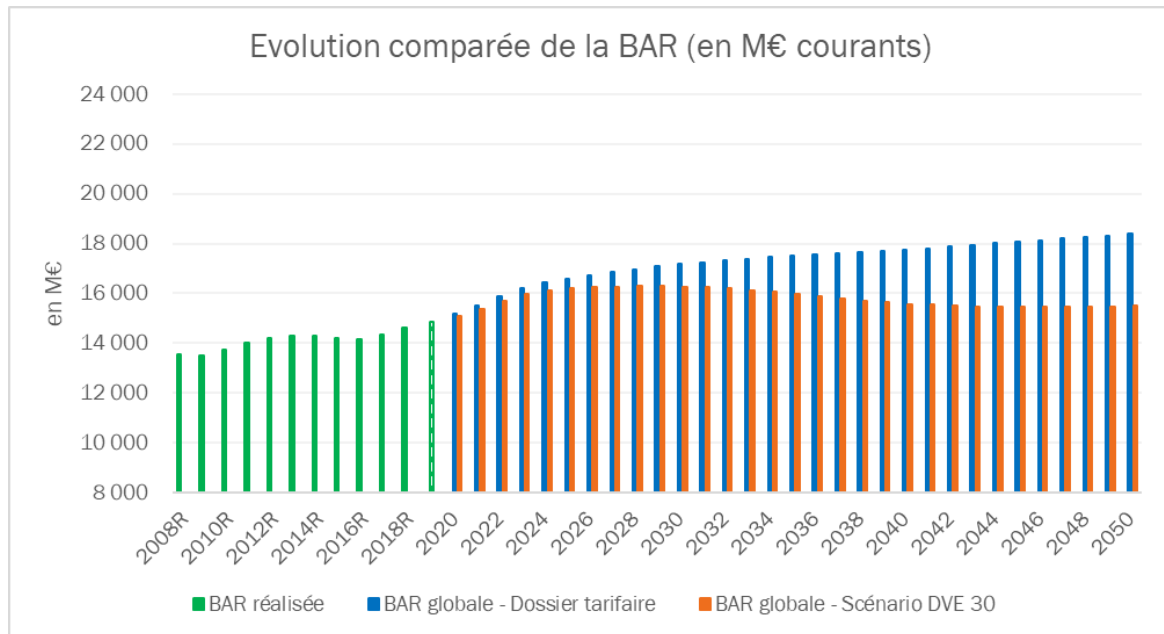
3.5.2 Trajectoire des charges de capital

Les demandes d'investissements présentées précédemment, associées à un coût moyen pondéré du capital de 4,80 % aboutissent à la demande de charges de capital normative suivante de GRDF :

En M€ courants	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023	Moyenne annuelle ATRD6
Trajectoire de BAR de GRDF	14 628,9	15 168,6	15 498,1	15 873,9	16 228,5	15 692,3
Demande de CCN de GRDF (CMPC de 4,80 %)	1 567,6	1 635,4	1 678,3	1 723,2	1 742,4	1 694,8

Par courrier du 25 septembre 2019, GRDF a proposé à la CRE, afin d'éviter les coûts échoués, une réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements. Cette durée de 30 ans proposée par GRDF correspondrait à la durée estimée d'un raccordement au gaz d'un consommateur (équivalent à deux renouvellements de chaudière). La durée d'amortissements des autres actifs resterait inchangée.

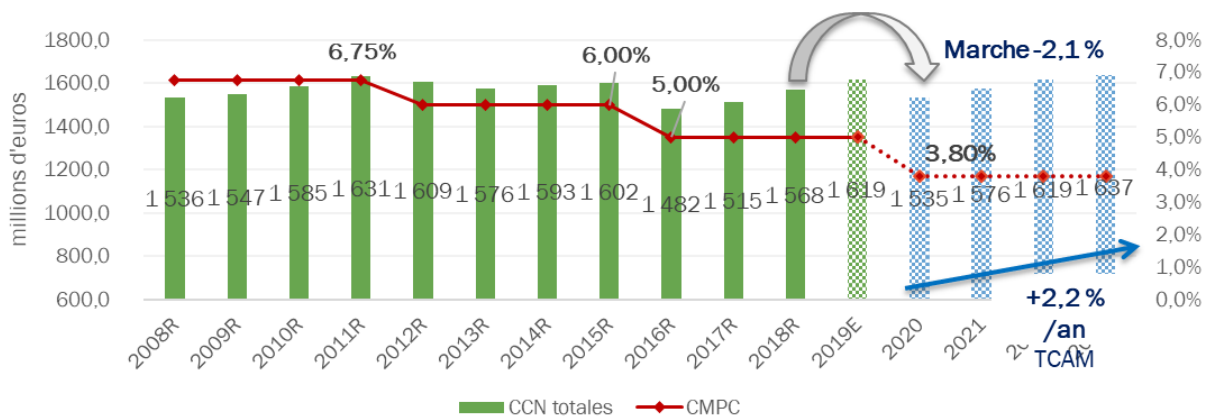
Une éventuelle réduction de la durée réglementaire d'amortissement impliquerait une augmentation des charges de capital normative sur la période tarifaire à venir, entraînant, toutes choses égales par ailleurs, une augmentation tarifaire d'environ 1 % par an sur la période ATRD6, mais contribuerait en parallèle à accélérer la diminution de la BAR. Elle est neutre pour le consommateur sur le long terme.



A titre d'illustration, l'impact de cette réduction d'amortissement sur la trajectoire de BAR présentée ci-dessus ainsi que la trajectoire de charges de capital qui en résulterait avec un coût moyen pondéré du capital illustratif de 3,80 % seraient les suivants :

En M€ courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne annuelle ATRD6
Trajectoire de BAR tenant compte de la réduction de la durée d'amortissement	15 113,2	15 382,3	15 692,9	15 977,4	15 541,5
Calcul de CCN correspondant (CMPC illustratif de 3,80 %)	1 534,9	1 575,7	1 618,6	1 636,6	1 591,4

Evolution des CCN réalisées et prévisionnelles



3.5.3 Analyse préliminaire de la CRE

Trajectoire d'investissements

La perspective de baisse de la consommation de gaz accroît l'importance de la sélectivité des investissements qui doivent être centrés sur les objectifs prioritaires, tels que la sécurité et l'intégration du biométhane. S'agissant des extensions de réseaux, elles doivent être maîtrisées pour éviter de créer des coûts échoués qui pourraient peser au moins pour partie sur les consommateurs.

A ce stade la CRE considère que la trajectoire proposée par GRDF semble cohérente avec ces objectifs, mais restera vigilante à la maîtrise des investissements de GRDF.

La CRE s'interroge toutefois sur certaines évolutions de la trajectoire d'investissements demandée par GRDF pour la période ATRD6, en particulier concernant les dépenses associées au développement de la filière biométhane, qui augmentent de 83 % entre 2018 et 2020, puis sont multipliés par 2,5 sur la période tarifaire. La CRE constate que cette hausse repose sur des perspectives d'injection de 8 TWh en 2023 sur les réseaux de distribution, supérieures aux objectifs envisagés par le projet de PPE et le courrier d'orientation de politique énergétique du ministre, soit 6 TWh de biométhane injecté dans l'ensemble des réseaux de gaz à cet horizon.

La CRE pourra apporter des modifications à la trajectoire d'investissements relative au biométhane demandée par GRDF dans sa décision finale.

Enfin, dans le cadre de la mise en œuvre de la régulation incitative sur les investissements hors réseaux (cf. paragraphe 2.3.2), la CRE analysera la demande faite par GRDF sur le périmètre des investissements « hors réseaux » (immobilier, véhicules et SI) afin de fixer sa trajectoire. A titre d'information, la trajectoire demandée par GRDF est la suivante :

En M€ courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne ATRD6
Systèmes d'information					
Trajectoire de CCN demandée	72,7	76,5	81,1	85,1	78,9
Trajectoire de CNE demandée	151,2	157,7	166,4	164,6	160,0
Trajectoire totale demandée	223,9	234,2	247,5	249,7	238,8
Immobilier					
Trajectoire de CCN demandée	29,2	28,2	26,7	25,4	27,4
Trajectoire de CNE demandée	106,4	105,8	106,8	110,7	107,4
Trajectoire totale demandée	135,6	134,0	133,5	136,1	134,8
Véhicules					
Trajectoire de CCN demandée	22,7	20,3	19,4	19,5	20,5
Trajectoire de CNE demandée	non disponible dans la demande de GRDF				
Trajectoire totale demandée	non disponible dans la demande de GRDF				

Réduction de la durée d'amortissement des ouvrages de raccordement

La CRE envisage favorablement la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements proposée par GRDF.

En effet, les ouvrages ciblés par GRDF (ouvrages de raccordement) sont ceux qui constituent les éléments de réseaux (*i.e.* les parties individuelles) pour lesquels les risques de coûts échoués sont les plus importants (comparativement au cœur de réseau). Réduire leur durée d'amortissement permet donc de réduire les risques de coûts échoués associés à ces actifs.

En outre, le contexte de baisse anticipée du CMPC permet de mettre en œuvre cette évolution sans engendrer de hausse tarifaire importante.

En conséquence, la CRE considère que la proposition de GRDF constitue un comportement d'opérateur prudent. Elle est par ailleurs cohérente avec les enjeux signalés dans le courrier d'orientations transmis par le Ministre qui souligne l'importance de limiter les risques de coûts échoués à long terme. Elle envisage de retenir cette demande qui a dès lors été prise en compte pour construire le scénario illustratif.

3.6 CRCP prévisionnel au 31 décembre 2019

Dans son dossier tarifaire, GRDF a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2019 à 13,1 M€ qui viendront s'ajouter aux charges à couvrir, dont 6,9 M€ de solde du CRCP au 1^{er} janvier 2019 (reliquats de CRCP antérieurs) et 6,2 M€ de CRCP provisoire 2019. Ce dernier est composé principalement :

- de charges de capital non incitées inférieures au prévisionnel en lien principalement avec le taux d'inflation utilisé pour réévaluer la BAR inférieur au taux prévisionnel utilisé pour élaborer la trajectoire tarifaire ;
- de charges relatives à l'achat de pertes et différences diverses supérieures à celles retenues pour établir la trajectoire tarifaire ;

- de charges relatives aux impayés inférieures à celles retenues pour établir la trajectoire tarifaire ;
- de recettes extratarifaires inférieures à celles retenues pour établir la trajectoire tarifaire.

GRDF demande de reconduire la méthode d'apurement du CRCP utilisé pour le tarif ATRD5 en annuités constantes sur une période de quatre ans, soit un montant de 3,5 M€ par an qui vient s'ajouter aux charges à couvrir.

La CRE tient compte de cette estimation du CRCP au 31 décembre 2019 calculé par GRDF, pour la construction du scénario illustratif. Ce montant de CRCP est préliminaire et pourra évoluer dans la décision finale de la CRE.

3.7 Revenu autorisé

3.7.1 Demande de GRDF

La demande mise à jour de GRDF aboutit à une évolution du revenu autorisé de - 2,9 % en 2020 par rapport à 2019, suivi d'une évolution annuelle moyenne de + 2,0 % entre 2020 et 2023.

En M€ courants	2019	2020	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation		1 557	1 586	1 634	1 641
Charges de capital normatives		1 635	1 678	1 723	1 742
Apurement CRCP		3,5	3,5	3,5	3,5
Revenu autorisé	3 293	3 196	3 267	3 361	3 387
Évolution du revenu autorisé		- 2,9 %	+ 2,2 %	+ 2,9 %	+ 0,8 %

3.7.2 Analyse préliminaire de la CRE

Dans le tableau suivant, la CRE présente un revenu autorisé illustratif en retenant les valeurs centrales des fourchettes qu'elle a présentées précédemment s'agissant des charges nettes d'exploitation et du CMPC, à savoir :

- pour les charges de capital : à titre d'illustration, la trajectoire d'investissements demandée par GRDF, la prise en compte de la réduction de durée d'amortissement des ouvrages de raccordement et un CMPC de 3,8 % ;
- pour les charges nettes d'exploitation : une trajectoire illustrative à mi-chemin de la fourchette haute (demande de GRDF) et de la fourchette basse (ajustements auditeur et CRE) ;
- un apurement du CRCP estimé en fin de période ATRD5.

En M€ courants	2019	2020	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation		1 529	1 554	1 601	1 598
Charges de capital normatives		1 535	1 576	1 619	1 637
Apurement CRCP		3,5	3,5	3,5	3,5
Revenu autorisé	3 293	3 067	3 133	3 224	3 238
Évolution du revenu autorisé		- 6,9 %	+ 2,1 %	+ 2,9 %	+ 0,5 %

Ce scénario illustratif conduit à une évolution moyenne du revenu autorisé de - 0,4 % par an entre 2019 et 2023.

Question 17 : Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRD6 ?

Question 18 : Êtes-vous notamment favorable à la prise en compte de la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements ?

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

3.8.1 Évolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRD5

Le tarif ATRD5 prévoyait sur la période 2016-2019 une évolution moyenne du nombre de consommateurs raccordés au réseau de GRDF de + 0,05 % et une évolution moyenne des quantités distribuées de - 0,75 % par an à climat moyen¹⁹.

Sur la période 2016-2018, le nombre de consommateurs réellement raccordés a évolué en moyenne de + 0,27 % par an. Les quantités de gaz naturel effectivement acheminées à climat moyen ont évolué en moyenne de - 0,28 % par an.

Les données de consommation à climat moyen et de nombre de consommateurs raccordés sur la période d'application du tarif ATRD5 sont les suivantes :

		2016		2017		2018		2019	
		Prév. ATRD5	Réalisé	Prév. ATRD5	Réalisé	Prév. ATRD5	Réalisé	Prév. ATRD5	Estimé
Nombre de consommateurs		11 047 345	11 057 401	11 051 185	11 073 873	11 057 190	11 116 442	11 063 796	11 148 482
Consommation (GWh)	à climat moyen	288 626	288 106	285 597	285 127	283 868	286 468	282 188	285 590
	à climat réel		292 129		284 400		278 366		

La hausse du nombre de consommateurs est principalement portée par le segment de marché des consommateurs résidentiels (options T1 et T2). GRDF explique cette hausse par une légère baisse du nombre de résiliations associées à une hausse du nombre de nouveaux consommateurs résidentiels principalement dans les logements neufs.

Selon GRDF, la moindre baisse des consommations par rapport à la prévision est principalement due à l'augmentation de la consommation globale des consommateurs résidentiels en lien avec l'augmentation du nombre de consommateurs et à l'augmentation de la consommation du segment de marché des industriels (options T4 et TP) en lien avec la croissance industrielle constatée sur la période.

3.8.2 Évolutions prévues par GRDF sur la période tarifaire ATRD6

GRDF estime que, sur la période 2020-2023, la baisse de la consommation va se poursuivre avec une évolution moyenne de - 0,38 % par an²⁰ tandis que le nombre de consommateurs restera stable avec une évolution moyenne de + 0,02 % par an.

Les perspectives d'évolution que GRDF propose de retenir comme référence pour la période ATRD6 sont les suivantes²¹ :

	2020	2021	2022	2023
Nombre de consommateurs	11 177 612	11 192 849	11 194 060	11 183 669
		+ 0,14 %	+ 0,01 %	- 0,09 %
Consommation (GWh)	282 622	280 636	280 080	279 392
		- 0,70 %	- 0,20 %	- 0,25 %

Ces trajectoires tiennent compte des effets attendus des actions de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz que GRDF envisage de mener au cours de la prochaine période tarifaire (cf. paragraphe 3.3).

¹⁹ Le calcul des évolutions par rapport à l'année 2016 ne tient pas compte du retraitement de l'année 2016 qui est bissextile.

²⁰ Le calcul des évolutions par rapport à l'année 2020 ne tient pas compte du retraitement de l'année 2020 qui est bissextile.

²¹ Les prévisions de consommation tiennent compte du changement de correction climatique, lié à la mise à jour de la référence climatique réalisée par Météo France en 2016, qui a un impact de - 3 TWh sur la consommation prévisionnelle totale.

3.8.3 Analyse préliminaire de la CRE

A ce stade, la CRE considère que les trajectoires proposées par GRDF sont cohérentes avec l'évolution passée du nombre de consommateurs et de quantités de gaz distribuées. En conséquence, la CRE retient à ce stade la trajectoire prévisionnelle de GRDF mais poursuit ses analyses à la fois s'agissant de l'évolution des consommations et de celle du nombre de consommateurs sur la période 2020-2023.

Question 19 : Que pensez-vous des trajectoires prévisionnelles de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés proposées par GRDF ?

3.9 Évolution du niveau tarifaire

3.9.1 Évolution moyenne de la grille tarifaire (hors R_f)

3.9.1.1 Demande de GRDF

GRDF demande que le tarif évolue avec une première marche tarifaire au 1^{er} juillet 2020, puis en suivant le niveau de l'inflation. En tenant compte des hypothèses d'inflation retenues par la CRE à ce stade, la demande de GRDF conduit à une évolution du tarif de + 0,5 % au 1^{er} juillet 2020, puis à une évolution selon l'inflation, soit + 1,5 % en 2021, + 1,6 % en 2022, + 1,7 % en 2023²².

3.9.1.2 Analyse préliminaire de la CRE

Dans le cadre du scénario illustratif élaboré pour la présente consultation publique, la CRE a retenu une trajectoire tarifaire lissée. La CRE envisage en effet à ce stade, pour calculer l'évolution tarifaire au 1^{er} juillet 2020 et à chaque évolution annuelle, de lisser l'évolution du revenu autorisé prévisionnel de GRDF. Ce lissage du revenu autorisé n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par GRDF au global sur la durée du tarif mais évite les évolutions importantes dans des sens opposés d'une année sur l'autre. Les hypothèses de volumes de consommation et de nombre de consommateurs sont aussi prises en compte de manière à avoir une évolution constante sur les quatre années du tarif. Ainsi, la demande de revenu autorisé de GRDF lissée sur la période serait la suivante :

En M€ courants	2019	2020	2021	2022	2023
Revenu autorisé	3 293	3 196	3 267	3 361	3 387
Revenu autorisé lissé		3 265	3 286	3 315	3 342
Évolution du revenu autorisé lissé		- 0,9 %	+ 0,7 %	+ 0,9 %	+ 0,8 %

Cette évolution de revenu autorisé demandée par GRDF, combinée aux trajectoires de volumes de consommation et de nombre de consommateurs prévues par ce dernier, conduirait, après lissage du revenu autorisé pour suivre l'évolution des volumes de consommation et de nombre de consommateurs, à l'évolution tarifaire suivante sur la période ATRD6 :

En %	Évolution annuelle sur la période ATRD6
Évolution tarifaire moyenne - demande de GRDF lissée	+ 1,1 %

Dans les tableaux suivants, la CRE présente l'évolution tarifaire qui résulterait d'un scénario illustratif retenant :

- pour les charges de capital : à titre d'illustration, la trajectoire d'investissement demandée par GRDF, la prise en compte de la réduction de durée d'amortissement des ouvrages de raccordement et un CMPC de 3,8 % ;
- pour les charges nettes d'exploitation : une trajectoire illustrative tenant compte de 50 % des ajustements envisagés à ce stade ;
- un apurement du CRCP estimé en fin de période ATRD5 ;
- les hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis de GRDF ;
- un lissage du revenu autorisé pour suivre l'évolution des volumes de consommation et de nombre de consommateurs prévus sur la période ATRD6.

²² La demande exprimée par GRDF correspond à une évolution du tarif de + 0,8 % au 1^{er} juillet 2020, puis à une évolution selon une inflation de + 1,3 % par an.

En M€ courants	2019	2020	2021	2022	2023
Revenu autorisé	3 293	3 067	3 133	3 224	3 238
Revenu autorisé lissé		3 232	3 182	3 140	3 097
Évolution du revenu autorisé lissé		- 1,9 %	- 1,5 %	- 1,3 %	- 1,4 %

En %	Évolution annuelle sur la période ATRD6
Évolution tarifaire moyenne - scénario illustratif de la CRE	- 1,1 %

3.9.2 Évolution du terme R_r

La délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017²³ a modifié l'ensemble des tarifs ATRD à compter du 1^{er} janvier 2018, afin d'augmenter la part fixe (abonnement) à hauteur d'un montant moyen R_r pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.

Cette délibération prévoit, pour les options tarifaires T1 et T2 et pour les points de livraison sans compteurs individuels, une révision du terme R_r le 1^{er} juillet de chaque année, à l'occasion de l'évolution annuelle des tarifs ATRD. Cette révision vise à prendre en compte l'évolution de la répartition des clients entre offre de marché et tarif réglementé de vente (TRV), sur la zone de desserte historique de GRDF et en fonction de coûts moyens estimés par catégorie de clients.

En effet, la CRE a retenu, dans sa délibération, que le taux de contact et donc le coût de gestion des clients au TRV sont significativement inférieurs à ceux des clients en offre de marché. La CRE a par ailleurs estimé que cette différence de taux de contact entre clients aux TRV et clients en offre de marché avait vocation à diminuer progressivement jusqu'en 2022. Le terme R_r pour les clients bénéficiant des options T1 ou T2 et pour les points de livraison sans compteurs individuels résulte donc de la pondération des coûts respectifs estimés de gestion des clients en offre de marché ou au TRV par leur poids respectif. Il a donc vocation à augmenter progressivement, pour atteindre un niveau de 8,10 € en 2022, contre 7,32 € en 2019.

Pour les consommateurs aux options T3, T4 et TP, le terme R_r est prévu stable à 90,96 € par an.

Pour la période ATRD6, la CRE envisage les modalités d'évolution suivante pour le terme R_r :

- une évolution du terme R_r des consommateurs aux options T3, T4 et TP suivant l'inflation ;
- la conservation des modalités d'évolution prévues par la délibération susmentionnée pour le terme R_r des consommateurs aux options T1 et T2 et pour les points de livraison sans compteurs individuels, jusqu'au 1^{er} juillet 2020, associés à une évolution à l'inflation.

En cohérence avec la modification du terme R_r envisagée par la CRE, une délibération serait adoptée pour adapter le montant de la contrepartie financière versée par GRDF aux fournisseurs.

Question 20 : Êtes-vous favorable aux modalités d'évolution du terme R_r envisagées par la CRE ?

4. STRUCTURE TARIFAIRE

Le 27 mars 2019, la CRE a lancé deux consultations publiques relatives aux structures des tarifs de réseaux de gaz naturel.

Dans sa consultation publique relative aux réseaux de distribution, la CRE a présenté ses premières orientations concernant l'évolution de la structure des tarifs ATRD6 des GRD de gaz naturel. La CRE a proposé de conserver la structure tarifaire générale des tarifs ATRD mise en œuvre depuis 10 ans. Elle a également soumis à consultation des premières pistes de réflexion qui avaient pour objectifs de répondre à certains des grands enjeux identifiés pour les réseaux de distribution de gaz : changements de structure du portefeuille de GRDF résultant de la baisse des consommations unitaires de gaz naturel, reflet des coûts de réseaux générés par chaque catégorie d'utilisateurs et instauration d'une plus grande continuité entre les tarifs de réseau de distribution et de transport de gaz. Aussi, la CRE a soumis les six pistes de travail suivantes :

²³ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Modification/tarifs-atrd>

- le calcul de la continuité entre options tarifaires sans tenir compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) ;
- l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 ;
- la scission de l'option T2 ;
- le rééquilibrage tarifaire entre les options T2 et T3 ;
- l'ajout d'un terme proportionnel à la capacité pour l'option T3 ;
- l'application d'une dégressivité dans la tarification de la capacité de l'option T4.

La CRE avait interrogé les acteurs sur, d'une part, la pertinence de ces évolutions et, d'autre part, le calendrier souhaité de mise en œuvre le cas échéant.

Par ailleurs, dans sa consultation publique relative aux réseaux de transport, la CRE a notamment présenté ses premières orientations sur les modalités de souscription de capacité qui sont communes aux consommateurs raccordés sur le réseau de transport et sur le réseau de distribution.

4.1 Adaptation de la structure actuelle

En réponse à la consultation publique relative aux réseaux de distribution, les acteurs se sont montrés globalement satisfaits du fonctionnement de la structure des tarifs ATRD actuelle et sont favorables à en conserver les grands principes. En conséquence, la CRE maintient sa proposition de conserver la structure actuelle tout en la faisant évoluer sur quelques aspects.

Ainsi, la CRE envisage de retenir, pour la structure des grilles tarifaires des prochains tarifs ATRD, les trois évolutions suivantes :

- **Abaissement du seuil entre les options T1 et T2**

Le seuil entre les options T1 et T2 a été initialement fixé à 6 MWh/an, en cohérence avec les profils P011 et P012²⁴, et permettait de distinguer les consommateurs dont la consommation est statistiquement peu dépendante du climat (cuisson, eau chaude sanitaire) des consommateurs dont la consommation est statistiquement très dépendante du climat (chauffage au gaz).

Depuis, les efforts portant sur la maîtrise de la demande de l'énergie, tels que l'amélioration des conditions d'isolation des logements par exemple, ont entraîné une baisse des consommations unitaires, notamment des consommateurs des options T1 et T2. En conséquence, de petits consommateurs thermosensibles ont basculé dans l'option T1 du fait de leur baisse de consommation tout en gardant un usage chauffage. Cette évolution a progressivement introduit un biais pour le calcul des estimations de leurs consommations par GRDF.

La part des consommateurs chauffage dans la tranche 4-6 MWh est en croissance constante. Dans ce contexte, et en cohérence avec les travaux engagés sur les profils P011 et P012, la CRE a interrogé les acteurs, dans la consultation publique du 27 mars 2019, sur l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 de 6 à 4 MWh par an.

Une majorité de contributeurs s'est exprimée favorablement à cet abaissement du seuil en demandant qu'une concomitance soit mise en œuvre avec l'abaissement du seuil entre les profils P011 et P012. Certains de ces acteurs ont par ailleurs demandé que ce seuil soit fixé en-dessous de 4 MWh/an ou bien souhaitent attendre de collecter suffisamment de données issues des compteurs Gazpar pour le fixer au plus juste. Toutefois, certains contributeurs ont mis en avant un risque de pénalisation des consommateurs ayant fait des efforts d'efficacité énergétique et un risque de subventions croisées entre les deux options.

S'agissant du niveau du seuil, un abaissement du seuil en-dessous de 4 MWh/an pourrait conduire à affecter un profil reflétant une consommation thermosensible à des consommateurs ne l'étant pas. Par ailleurs, les consommateurs ayant réalisé des efforts d'efficacité énergétique pour réduire leur consommation n'en demeurent pas moins des consommateurs thermosensibles. Il pourrait donc être pertinent de leur appliquer une tarification tenant compte de cette caractéristique.

²⁴ . Deux profils de consommation sont associés spécifiquement aux consommateurs des options T1 et T2, et sont attribués automatiquement en fonction de la consommation annuelle de référence (CAR) du PCE :

- le profil dit « P011 » pour les consommateurs à relevé semestriel ou avec compteur communicant dont la CAR est inférieure à 6 MWh par an. Ce profil permet d'estimer la consommation de consommateurs dont la consommation est statistiquement peu dépendante du climat, car liée principalement à la cuisson et/ou à l'eau chaude ;
- le profil dit « P012 » pour les consommateurs à relevé semestriel ou avec compteur communicant dont la CAR est supérieure à 6 MWh par an. Ce profil permet d'estimer la consommation de consommateurs dont la consommation est statistiquement fortement dépendante du climat, en raison, en particulier, de l'usage chauffage.

En conséquence, la CRE envisage de retenir cette évolution pour établir les nouvelles grilles tarifaires qui entreront en vigueur pour les prochains tarifs ATRD.

- **Calcul de la continuité entre options tarifaires**

Depuis l'entrée en vigueur du premier tarif ATRD, les termes des options tarifaires sont définis pour assurer une continuité aux seuils de consommation séparant chacune des options tarifaires. Ce principe de continuité aux seuils a pour but d'éviter les décrochages de niveau entre options tarifaires et d'inciter les fournisseurs à choisir l'option tarifaire la mieux adaptée au niveau de consommation du consommateur. Depuis le tarif ATRD2, la continuité au seuil est calculée avec CTA.

La prise en compte de la CTA pourrait néanmoins conduire à s'écarter du principe de reflet des coûts de réseaux dans les termes de la grille tarifaire du tarif de GRDF. En effet, cette contribution étant assise sur la part des tarifs indépendante de la consommation, sa prise en compte dans le calcul de la continuité au seuil crée de la discontinuité dans le revenu tarifaire, à la maille stricte du tarif ATRD (c'est-à-dire hors prise en compte de la CTA), et pourrait ainsi conduire à des subventions croisées entre les populations des différentes options tarifaires. A titre d'exemple, avec la grille ATRD5, un gros consommateur T1 paye plus de tarif ATRD qu'un petit consommateur T2 pour un volume de consommation comparable.

La CRE a donc interrogé les acteurs, dans la consultation publique du 27 mars 2019, sur la mise en place de la continuité tarifaire sans tenir compte de la CTA. La majorité des contributeurs à la consultation publique y est favorable. Toutefois, certains acteurs soulignent que cette évolution pourrait créer des possibilités d'arbitrage entre options tarifaires et des possibles évolutions de facture importantes notamment pour les petits consommateurs (bas de la tranche T1). Par ailleurs, certains acteurs ont demandé que le calcul de la CTA soit simplifié et harmonisé.

La CRE avait identifié le risque d'arbitrage évoqué par les contributeurs, dans la précédente consultation publique, mais considère que la CTA ne constitue pas le seul élément, ni la seule taxe pouvant rentrer en compte dans les arbitrages. Les analyses quantifiées, menées par la CRE sur les évolutions de facture associées à ce changement ainsi qu'au changement de seuil entre les options T1 et T2, montrent que cette évolution permettrait de faciliter le changement de seuil entre les options T1 et T2, en limitant les évolutions de facture associées (cf. paragraphe 4.3).

En conséquence, la CRE envisage de retenir cette évolution pour établir les nouvelles grilles tarifaires qui entreront en vigueur pour les prochains tarifs ATRD.

Enfin, la CRE partage le constat d'une complexité et d'un manque de transparence du calcul de la CTA mais rappelle qu'elle n'est pas compétente pour définir les modalités de calcul de cette taxe.

- **Application d'une dégressivité dans la tarification de la capacité de l'option T4**

Les plus gros consommateurs (ceux ayant souscrit aux options tarifaires T4 et TP et ceux dont les consommations annuelles sont supérieures à 5 GWh quelle que soit leur option tarifaire) représentent environ 4 000 consommateurs. Il s'agit principalement d'industries de taille importante.

Certains de ces acteurs considèrent que les modalités de tarification actuelle, avec d'une part le tarif T4 ou TP en distribution ainsi que la compensation stockage et d'autre part le tarif transport, peuvent conduire à faire porter plus de charges à certains utilisateurs raccordés en distribution que s'ils étaient raccordés en transport. La CRE rappelle que les conditions de raccordement et les coûts mis à la charge des consommateurs lors du raccordement sont différents en transport et en distribution. Néanmoins, elle considère qu'une plus grande continuité tarifaire pourrait utilement être recherchée entre distribution et transport.

La CRE a ainsi interrogé les acteurs, dans la consultation publique du 27 mars 2019, sur la mise en place d'une dégressivité du tarif de l'option T4, qui serait appliquée au terme proportionnel à la capacité journalière à partir d'un seuil de 500 MWh/jour de capacité souscrite.

Dans sa consultation publique relative au tarif ATRT7, du 23 juillet 2019, la CRE a également interrogé les acteurs sur l'évolution envisagée du calcul de la compensation stockage pour les clients à souscription (donc les clients T4 et TP) qui contribuerait également à cette continuité tarifaire.

S'agissant de l'évolution envisagée sur les T4, la majorité des contributeurs y est favorable. Certains demandent que le seuil d'application soit abaissé à 250 MWh/j. Un acteur a demandé qu'une exception soit faite pour les ELD qui souhaiteraient ne pas appliquer cette dégressivité en raison d'une forte dépendance du chiffre d'affaires de certaines d'entre elles aux tarifs payés par les consommateurs industriels sur leur territoire. Enfin, certains contributeurs demandent que la priorité au raccordement sur le réseau de distribution soit réinterrogée afin qu'une tarification appropriée soit appliquée en fonction des caractéristiques de l'installation.

Une telle évolution serait de nature à favoriser la continuité entre les tarifs des réseaux de distribution et de transport. Le seuil de 500 MWh/j serait adapté puisqu'il correspond à celui au-delà duquel la capacité souscrite augmente très fortement pour un petit nombre de très gros consommateurs sur le réseau de distribution.

La CRE est toutefois consciente des enjeux que cela représenterait pour les ELD en termes de couverture de leurs coûts. En conséquence, la CRE envisage de retenir cette évolution pour établir les nouvelles grilles tarifaires qui entreraient en vigueur pour les prochains tarifs ATRD, en veillant toutefois aux impacts sur les tarifs des ELD. Ainsi, pour chacune des ELD, il pourrait être envisagé de mettre en place un second coefficient d'homothétie applicable uniquement aux termes de l'option T4 afin de refléter les différences de structure de portefeuille des ELD (pour certaines ELD, le poids des gros consommateurs pouvant être important). Cela conduirait à une rupture d'homothétie entre les grilles des ELD et celle de GRDF pour l'option T4 comme c'est déjà le cas pour l'option TP chez certaines ELD.

Par ailleurs, la structure du tarif doit refléter les coûts générés par les différentes catégories d'utilisateurs et a ainsi été construite initialement sur une allocation de coûts entre options. Constatant à l'occasion du réexamen de cette méthode d'allocation des coûts, que les consommateurs de l'option T2 pourraient être amenés à payer tendanciellement plus que leurs coûts et qu'à l'inverse, les revenus liés aux consommateurs de l'option T3 ne permettraient pas de couvrir les coûts engendrés par ces derniers, pour des volumes financiers similaires, la CRE avait interrogé les acteurs, dans la consultation publique du 27 mars 2019, sur un rééquilibrage des charges supportées par les consommateurs de chaque option tarifaire.

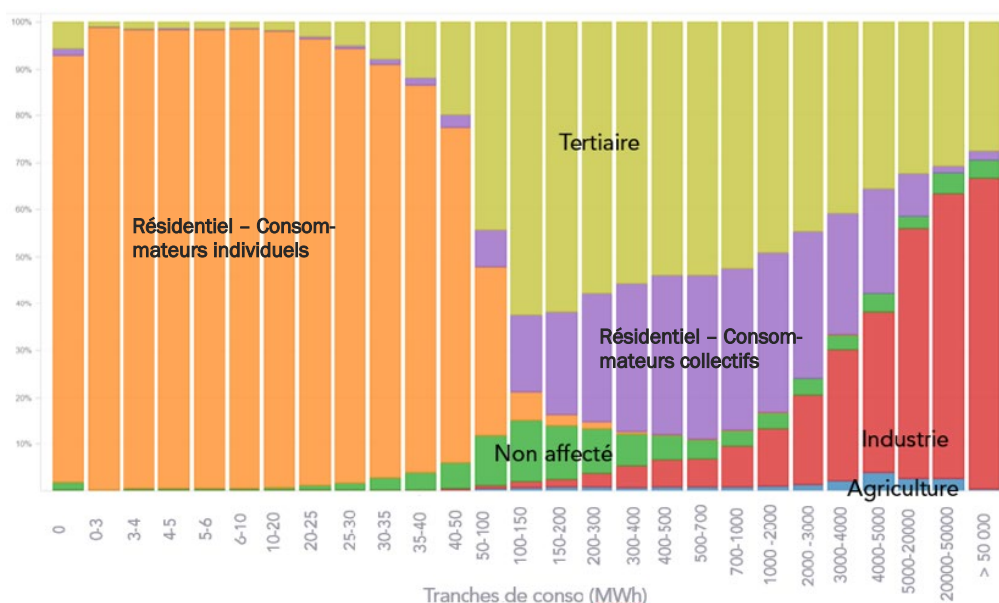
La plupart des contributeurs ne s'est pas exprimée sur le sujet. Si un tel rééquilibrage devait être mis en œuvre, les acteurs ont demandé qu'une attention particulière soit portée aux évolutions de facture qui en découleraient, notamment pour les consommateurs industriels afin de préserver leur compétitivité.

La grille tarifaire envisagée, présentée ci-dessous, permettrait un rééquilibrage entre les options T2 et T3, tout en contenant les évolutions de facture pour les consommateurs de l'option T3 (cf. paragraphe 4.3). Ainsi dans un contexte de baisse des recettes globales de - 3,3 %, les recettes de l'option T2 baisseraient de - 4,9 %, tandis que celles de l'option T3 augmenteraient de 1,5 %. La CRE examinera à l'occasion du tarif ATRD7, si un rééquilibrage supplémentaire est nécessaire.

Enfin, la CRE considère à ce stade que les deux évolutions suivantes nécessiteraient un travail complémentaire avant une mise en œuvre éventuelle et n'envisage pas de les retenir pour la prochaine période tarifaire.

- **Scission de l'option T2**

L'option tarifaire T2 est celle qui regroupe le plus de consommateurs, environ 8 millions, avec des consommations annuelles comprises entre 6 et environ 300 MWh par an. Les comportements des consommateurs au sein de cette option sont très divers, comme le montre le graphique ci-dessous :



Afin de mieux capter cette diversité de comportements, et dans un contexte de déploiement de Gazpar qui permettra d'affiner la connaissance des différents comportements, la CRE avait interrogé les acteurs, dans la consultation publique du 27 mars 2019, sur la pertinence de scinder cette option en deux.

Les contributeurs se sont montrés divisés sur cette évolution. Certains sont favorables à scinder l'option T2 en deux mais considèrent qu'une décision pour les prochains tarifs ATRD serait prématurée. D'autres contributeurs y sont défavorables en raison du coût que cela représenterait en termes d'adaptation des systèmes d'information en contrepartie de gains jugés faibles ou incertains.

Il serait effectivement pertinent de collecter plus de données issues des compteurs Gazpar pour déterminer le seuil optimal de scission de cette option.

En conséquence, la CRE envisage de ne pas retenir cette évolution pour la période ATRD6 mais de poursuivre les travaux avec les GRD pour réétudier la pertinence d'une mise en œuvre ultérieure.

- **Ajout d'un terme proportionnel à la capacité pour l'option T3**

L'option tarifaire T3 est composée d'environ 100 000 consommateurs avec des comportements très variés, dont les consommations annuelles sont comprises entre 300 MWh et 5 GWh. Elle regroupe des consommateurs avec une consommation régulière comme les industries, mais aussi des consommateurs dont la consommation dépend du climat comme les chaufferies collectives de bâtiment de taille importante ou encore des consommateurs ayant une consommation plus importante en dehors de l'hiver tels que les sécheurs de grains.

La tarification actuelle, comprenant un terme fixe et un terme proportionnel à la consommation, ne permettant pas de refléter la très grande hétérogénéité des comportements²⁵, la CRE a interrogé les acteurs, dans la consultation publique du 27 mars 2019, sur le principe de différencier la tarification des T3, notamment via l'introduction d'un terme proportionnel à la capacité journalière.

Une majorité de contributeurs s'est positionné défavorablement à cette évolution en raison principalement, d'une part, de la complexité de mise en œuvre pour un bénéfice jugé faible et, d'autre part, des évolutions de factures potentiellement très fortes pour certains industriels qui pourraient peser sur la compétitivité de certains profils d'entreprises.

Concernant la définition du niveau de capacité auquel serait appliqué le terme tarifaire, les acteurs qui se sont exprimés sont en majorité favorables à l'utilisation de la capacité journalière normalisée. Néanmoins, certains demandent d'attendre la disponibilité des compteurs communicants afin d'accéder à des données plus fines. L'ensemble des acteurs est opposé à la mise en place d'un système de souscription de capacités pour l'option T3.

Cette première piste de réflexion pour améliorer la tarification de l'option T3 nécessiterait une réflexion plus avancée, notamment en étudiant l'ensemble des alternatives qui pourraient être mises en œuvre (cf. ci-après).

En conséquence, la CRE envisage, à ce stade, de ne pas retenir cette évolution.

Enfin, dans leur réponse à la consultation publique, des contributeurs ont formulé leurs propres propositions d'évolution de la structure tarifaire :

- en cohérence avec l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2, certains acteurs ont demandé qu'un abaissement du seuil entre les options T2 et T3 soit étudié. Cette piste avait déjà été évoquée lors des travaux avec les GRD et il serait pertinent d'étudier cette évolution en même temps que celle évoquée de scission de l'option T2 ;
- en solution alternative à l'introduction d'un terme capacitaire pour l'option T3, certains acteurs demandent un abaissement du seuil entre les options T3 et T4 ou que l'option T3 soit scindée. Ces alternatives ne constituant pas les seules solutions envisageables, il est néanmoins pertinent d'étudier plus avant ces alternatives ;
- les consommateurs ont actuellement la possibilité de choisir entre les options T3 et T4, en raison principalement d'une différence de structure tarifaire entre ces options (de type binôme pour l'option T3 avec un terme abonnement et un terme proportionnel à la consommation et de type trinôme pour l'option T4 avec

²⁵ La diversité des comportements de ces consommateurs relevés mensuellement se traduit par les sept profils de consommation qui leur sont associés. L'attribution de ces profils ne dépend pas du niveau de consommation, comme c'est le cas pour les consommateurs relevés semestriellement avec les profils P011 et P012, mais de la proportion de leur consommation sur la période hivernale (entre novembre et mars) par rapport à leur consommation annuelle, dite part hiver. Ainsi les sept profils attribués aux consommateurs relevés mensuellement vont du profil P013 (pour les consommateurs dont la part hiver est inférieure ou égale à 39 % de leur consommation annuelle) au profil P019 (pour les consommateurs dont la part hiver est strictement supérieure à 81 %).

un terme abonnement, un terme proportionnel à la consommation et un terme proportionnel à la capacité souscrite). Certains acteurs demandent qu'un dispositif permettant d'éviter les arbitrages entre les options T3 et T4 soit mis en place.

La CRE partage l'objectif de limiter les arbitrages entre options, pour permettre une plus juste tarification des coûts de réseaux.

La baisse envisagée du seuil de capacité utilisé pour établir la continuité tarifaire, au périmètre du tarif ATRD, entre les options T3 et T4 (cf. paragraphe 4.3), combinée à l'évolution envisagée du calcul de la compensation stockage, devraient, si elles sont mises en œuvre contribuer à réduire l'intérêt pour les plus gros consommateurs à rester dans l'option T3. La CRE n'envisage donc pas d'étudier à ce stade la mise en place d'un autre dispositif permettant de limiter les arbitrages entre les options T3 et T4 ;

- enfin, certains acteurs demandent qu'un tarif spécifique soit élaboré pour les consommateurs atypiques. La CRE est défavorable à cette évolution car, d'une part, elle serait complexe à dimensionner et à mettre en œuvre et, d'autre part, serait contraire au principe de ne pas créer de tarif en fonction de l'usage.

Question 21 : Que pensez-vous des évolutions envisagées par la CRE pour établir la grille tarifaire des prochains tarifs ATRD ?

4.2 Calendrier associé aux évolutions

Concernant le calendrier de mise en œuvre des évolutions de structure tarifaire, la plupart des contributeurs à la consultation publique du 27 mars 2019 sont favorables à une mise en œuvre au 1^{er} juillet 2022, soit à mi-tarif ATRD6 de GRDF et à l'entrée en vigueur des tarifs ATRD6 des ELD. Cette date est la plus appropriée, selon eux, puisqu'elle laisse le temps aux différents acteurs de mettre en œuvre les évolutions associées, notamment des systèmes d'information, et qu'elle permet une concomitance avec les évolutions prévues pour les profils. Un acteur demande par ailleurs de repousser l'entrée en vigueur du tarif ATRD6 de GRDF au 1^{er} juillet 2022.

Certains acteurs demandent que les évolutions de structure soient étalées sur la période ATRD6 avec une priorité pour l'application de la dégressivité dans la tarification de la part capacitaire de l'option T4.

La CRE envisage de retenir la date du 1^{er} juillet 2022 pour la mise en œuvre des évolutions concernant le calcul de la continuité tarifaire entre options et l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2. En revanche, elle envisage de mettre en œuvre l'application de la dégressivité dans la tarification de la part capacitaire de l'option T4 dès le 1^{er} juillet 2020. En effet, cette dernière évolution concerne un faible nombre de consommateurs, elle pourrait donc être mise en œuvre sans nécessiter d'importantes évolutions des systèmes d'information.

4.3 Grille illustrative pour 2022

Termes de la grille tarifaire

Pour rappel, la grille tarifaire de GRDF en vigueur depuis le 1^{er} juillet 2019, hors terme R_r, est la suivante :

- Options tarifaires principales

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j
T1	34,32	28,85	
T2	135,96	8,38	
T3	767,52	5,84	
T4	15 784,68	0,82	205,56

- Option « tarif de proximité » (TP)

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/m
TP	36 825,60	102,48	67,32

Un coefficient multiplicateur est appliqué au terme annuel à la distance. Il est égal à :

- 1 si la densité de population de la commune est inférieure à 400 habitants par km² ;
- 1,75 si la densité de population de la commune est comprise entre 400 habitants par km² et 4 000 habitants par km² ;
- 3 si la densité de population de la commune est supérieure à 4 000 habitants par km².

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

Pour l'ensemble des consommateurs finals d'un immeuble ou d'un groupement de logements ne disposant pas de compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif et ayant souscrit collectivement un contrat de fourniture, un abonnement égal à celui de l'option tarifaire T1 est facturé, appliqué au nombre de logements alimentés en gaz, et une part proportionnelle égale à celle de l'option tarifaire T1 est appliquée à la consommation de gaz mesurée par le compteur collectif.

- Consommateurs sans compteur individuel ou compteur collectif

Pour les consommateurs finals ne disposant pas de compteur individuel ou collectif associé à un contrat de fourniture collectif, le tarif applicable est un forfait annuel de 53,40 € hors terme R_r.

Lorsqu'un relevé des consommations de gaz comporte simultanément des consommations payables aux anciens et aux nouveaux tarifs, une répartition proportionnelle au nombre de jours de chaque période est effectuée.

A titre illustratif et en application de la méthodologie décrite ci-dessus, la CRE présente un exemple d'évolution des termes de la grille tarifaire de GRDF hors terme R_r, au 1^{er} juillet 2022, date envisagée à ce stade pour l'entrée en vigueur de l'ensemble des évolutions de structure.

Cet exemple est fondé sur le scénario illustratif d'évolution du tarif présenté au 3.7 de la présente consultation publique et donc sur une baisse globale de - 3,3 %.

Les hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs correspondent à la demande de GRDF.

La grille tarifaire indicative serait la suivante :

- Options tarifaires principales

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	
			Part de la souscription de capacité inférieure à 500 MWh/j	Part de la souscription de capacité supérieure à 500 MWh/j
T1	34,17	30,65		
T2	123,57	8,30		
T3	874,45	5,79		
T4	15 626,83	0,81	203,50	100,00

La continuité tarifaire entre les options T3 et T4 est obtenue en prenant une hypothèse de 100 jours de modulation (*i.e.* capacité = 5 GWh / 100 jours de modulation = 50 MWh/j) versus 178 jours pour le tarif ATRD5. Par conséquent, au niveau de consommation de 5 GWh/an, les consommateurs avec une capacité souscrite inférieure à 50 MWh/j auront un intérêt économique au périmètre du tarif ATRD à choisir l'option T4.

- Option « tarif de proximité » (TP)

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/m
TP	36 457,34	101,46	66,65

Le coefficient multiplicateur appliqué au terme annuel à la distance serait identique à celui actuellement en vigueur.

- Autres tarifications

Les modalités de tarification des consommateurs sans compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif resteraient inchangées. Pour les consommateurs ne disposant ni d'un compteur individuel, ni d'un compteur collectif (tarification au forfait) le tarif applicable serait un forfait annuel de 54,40 €.

En fonction de la grille cible finale retenue pour 2022, la CRE établira dans la délibération finale des grilles pour les années 2020 et 2021, permettant d'assurer la meilleure transition pour les consommateurs, entre la grille actuelle et cette grille cible. A titre purement illustratif, un exemple de grille au 1^{er} juillet 2020 est présenté en annexe 2.

Impact sur la part distribution de la facture

La part distribution de la facture ne représente en moyenne qu'un tiers du montant total : les évolutions relatives à la part distribution des factures présentées ci-dessous sont donc à rapporter à une facture globale en moyenne trois fois plus élevée.

Pour les consommateurs de l'option T1 (consommation comprise entre 0 et 4 MWh/an), qui utilisent principalement le gaz pour la cuisson et/ou l'eau chaude, l'évolution moyenne de la seule part distribution de la facture, entre 2019 et 2022, serait de + 3,0 % avec une hausse de facture maximale de 7 € par an.

Pour les consommateurs de l'option T2 (consommation comprise entre 4 et 300 MWh/an), petits consommateurs résidentiels se chauffant au gaz et consommateurs tertiaires, l'évolution moyenne de la seule part distribution de la facture, entre 2019 et 2022, serait de - 4,9 %.

Pour les consommateurs de l'option T3 (consommation comprise entre 300 et 5 000 MWh/an), consommateurs tertiaires et petits industriels, l'évolution moyenne de la seule part distribution de la facture, entre 2019 et 2022, serait de + 1,5 % avec une hausse de facture maximale de 90 € par an (sur une facture annuelle d'environ 2 600 €).

Pour les consommateurs des options T4 et TP regroupant principalement des industries de taille importante, la seule part distribution de la facture, entre 2019 et 2022, baisserait en moyenne de 1 % et plus fortement pour les consommateurs T4 ayant une part capacitaire supérieure à 500 MWh/j (jusqu'à - 33 %).

La CRE considère que ces évolutions de facture restent limitées et assurent en conséquence l'acceptabilité des évolutions de structure.

4.4 Modalités de souscriptions de capacité

Pour l'acheminement sur le réseau de distribution, les consommateurs des options T4 et TP peuvent souscrire de la capacité journalière pour une durée annuelle, mensuelle ou quotidienne. Les capacités intra-annuelles peuvent être souscrites en payant le coût de la capacité annuelle multiplié par un certain coefficient fonction de la durée et du moment de l'année. Ces modalités sont identiques sur le réseau de transport (sauf pour la souscription quotidienne). Les coefficients en vigueur sont les suivants :

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Mensuelle	Janvier - Février	8/12 du terme annuel
	Décembre	4/12 du terme annuel
	Mars - Novembre	2/12 du terme annuel
	Avril - Mai - Juin - Septembre - Octobre	1/12 du terme annuel
	Juillet - Août	0,5/12 du terme annuel
Quotidienne	(sans objet)	1/20 du terme mensuel

Dans sa consultation publique du 27 mars 2019 sur la structure des tarifs de transport, la CRE a interrogé les acteurs sur la proposition de GRTgaz d'abaisser les coefficients de janvier et février de 8/12 à 4/12.

Les industriels ayant répondu à la consultation publique sont unanimes : cette baisse des coefficients offrirait une souplesse supplémentaire dans leurs souscriptions de capacités et des possibilités d'optimisation. Les cogénérateurs en particulier sont très favorables à ce gain de flexibilité hivernale.

Les expéditeurs et associations gazières sont majoritairement en faveur de cette mesure car une telle évolution leur permettrait de souscrire des capacités mensuelles et journalières complémentaires. Un expéditeur considère cependant comme normal qu'une souscription sur les mois où la pointe P2 est atteinte coûte plus cher et s'inquiète de la baisse éventuelle de revenus pour GRTgaz.

Tous les acteurs soulignent la nécessité de maintenir des coefficients identiques en transport et en distribution en cas d'évolution. Les gestionnaires des réseaux de distribution, GRDF et SPEGNN (association regroupant les entreprises locales de distribution), ont indiqué avoir besoin d'examiner l'impact de cette mesure sur leurs revenus.

La CRE considère que le risque de voir disparaître des souscriptions annuelles au profit de souscriptions mensuelles reste limité, car le niveau du coefficient des mois d'hiver reste très incitatif : dès lors qu'un consommateur a besoin de souscrire des capacités au-delà de 3 mois d'hiver, ce qui est le cas de la très grande majorité des sites raccordés au réseau de transport, il conservera un intérêt à privilégier la souscription de capacités annuelles.

Enfin, la CRE considère impératif de maintenir des coefficients identiques en transport et en distribution. Les souscriptions de capacités étant marginales dans les revenus des gestionnaires des réseaux de distribution (de l'ordre de 2 % des recettes de GRDF par exemple), une évolution des coefficients n'aura pas d'impact significatif.

En conséquence, la CRE envisage d'abaisser les coefficients tarifaires de janvier et février de 8/12 à 4/12 pour les capacités en transport et en distribution de gaz naturel. Cette évolution envisagée par la CRE a également été présentée dans la consultation publique relative au tarif ATRT7 du 23 juillet 2019.

Par ailleurs, s'agissant des pénalités de dépassement de capacité souscrite, compte tenu des différences entre transport et distribution, notamment l'absence de souscription de capacité horaire en distribution, la CRE n'envisage pas d'harmoniser les modalités de calcul des pénalités. Ainsi, la CRE n'envisage pas de modifier le calcul des pénalités de dépassement des capacités souscrites sur le réseau de distribution.

Question 22 : Êtes-vous favorable à l'abaissement des coefficients tarifaires de janvier et février de 8/12 à 4/12 en distribution ?

Question 23 : Êtes-vous favorable au maintien du calcul actuel des pénalités de dépassement de capacité journalière sur le réseau de distribution ?

4.5 Prise en compte du développement de la filière biométhane

La France dispose d'un important potentiel de méthanisation et les pouvoirs publics ont défini des objectifs ambitieux d'injection de biométhane dans ses réseaux de gaz et de diminution de l'empreinte carbone des transports. Le projet de décret relatif à la PPE soumis à consultation en janvier 2019 prévoit à ce stade un objectif de 6 TWh de biogaz injectés pour 2023 et un objectif de 14 à 22 TWh de biogaz injectés dans les réseaux d'ici 2028.

Les caractéristiques actuelles des réseaux de gaz naturel, qui ne couvrent pas le territoire de manière homogène et dont la capacité d'accueil varie fortement d'une région à l'autre, nécessiteront une adaptation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, pour leur permettre d'accueillir de nombreux sites de production. Ainsi, le raccordement de nouvelles installations d'injection entraînera mécaniquement une extension du réseau (ces prolongements représentent deux tiers du volume prévisionnel d'investissement, lié au développement du biométhane), tandis que le réseau existant devra être renforcé, grâce à des maillages ou des rebours, pour supporter et répartir le surplus de volume injecté dans certaines zones. GRDF estime à ce stade que seuls 30 % des projets identifiés peuvent se faire sans renforcement.

La CRE a publié, le 23 juillet 2019, une consultation publique sur le développement du biométhane injecté dans les réseaux, dans laquelle elle en a abordé l'ensemble des conséquences pour les opérateurs des réseaux et pour les utilisateurs. Elle y a proposé notamment la mise en place d'un timbre d'injection pour les producteurs de biométhane, afin d'envoyer aux producteurs un signal économique à la localisation et à la capacité d'injection, permettant un développement de la filière biométhane à un coût maîtrisé pour la collectivité.

Question 24 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur le prochain tarif ATRD de GRDF ?

5. LISTE DES QUESTIONS

Question 1 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs pour la période ATRD6 ?

Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires que la CRE envisage pour le tarif ATRD6 ?

Question 3 : Êtes-vous notamment favorable à l'introduction d'une rémunération des immobilisations en cours pour les IEC à cycle long (maturité supérieure à 1 an) ? Que pensez-vous du taux de rémunération envisagé par la CRE ?

Question 4 : Avez-vous notamment des remarques concernant le traitement des coûts échoués envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

Question 5 : Avez-vous notamment des remarques concernant le traitement des actifs cédés envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

Question 6 : Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolutions annuelles des termes tarifaires envisagés par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le tarif ATRD6 ?

Question 8 : Êtes-vous favorable au maintien du dispositif et aux évolutions proposées concernant le mécanisme incitant GRDF à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ? Avez-vous d'autres suggestions pour faire évoluer ce mécanisme ?

Question 9 : Êtes-vous favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposés par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

Question 10 : Êtes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

Question 11 : Pensez-vous qu'il serait pertinent de supprimer certains indicateurs ? Si oui, lesquels ?

Question 12 : Y a-t-il des thématiques sur lesquelles vous souhaiteriez que GRDF soit incité ?

Question 13 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

Question 14 : Êtes-vous favorable à l'évolution de la régulation incitative du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel envisagée par la CRE, visant en priorité la suppression très rapide des installations au fioul et au charbon ?

Question 15 : Êtes-vous favorable à l'alignement de l'incitation de GRDF à maîtriser les coûts des pertes et différences diverses sur celui des autres opérateurs (passage d'une couverture au CRCP de 70 % à 80 %) ?

Question 16 : Êtes-vous favorable au taux de pertes théorique proposé par GRDF pour le tarif ATRD6 ?

Question 17 : Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRD6 ?

Question 18 : Êtes-vous notamment favorable à la prise en compte de la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements ?

Question 19 : Que pensez-vous des trajectoires prévisionnelles de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés proposées par GRDF ?

Question 20 : Êtes-vous favorable aux modalités d'évolution du terme R_r envisagées par la CRE ?

Question 21 : Que pensez-vous des évolutions envisagées par la CRE pour établir la grille tarifaire des prochains tarifs ATRD ?

Question 22 : Êtes-vous favorable à l'abaissement des coefficients tarifaires de janvier et février de 8/12 à 4/12 en distribution ?

Question 23 : Êtes-vous favorable au maintien du calcul actuel des pénalités de dépassement de capacité journalière sur le réseau de distribution ?

Question 24 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur le prochain tarif ATRD de GRDF ?

ANNEXE 1 : INDICATEURS DE QUALITÉ DE SERVICE

Indicateurs de qualité de service		Comportement de l'indicateur depuis 2015 (bonus / neutre / malus)	Niveau moyen de l'incitation (k€)	Objectif associé	Performance moyenne depuis 2015	Orientation proposée pour la période ATRD6
Taux de mises en service (MES) réalisées dans les délais demandés		M - M - M - M	- 340,7	93,0 %	91,3 %	pas de changement
Taux de mises hors service (MHS) réalisées dans les délais demandés		B - B - M - B	13,5	95,5 %	95,6 %	pas de changement
Taux de raccords réalisés dans le délai convenu	Marché grand public	B - B - B - B	67,8	89,0 %	91,8 %	mise en place d'une incitation asymétrique
	Marché d'affaires	N - M - B - B	33,6	89,0 %	90,0 %	mise en place d'une incitation asymétrique
Taux de relevés semestriels (6M) sur index réels (relevés ou auto-relevés)		B - B - M - M	- 32,5	97,2 %	97,2 %	pas de changement
Qualité des relevés JJ transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD		B - B - B - B	48,6	96,7 %	97,4 %	suppression de l'incitation
Transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD dans un délai permettant leur prise en compte par les GRT		N - B - B - B	50,0	7 j/an de non conformité	4 jours	suppression de l'incitation
Taux de disponibilité du portail Fournisseur		M - B - B - M	10,0	99,5 %	99,6 %	pas de changement
Taux de réponses aux réclamations des fournisseurs dans les 15 jours calendaires		N - N - N - N	0,0	96,0 %	98,3 %	pas de changement
Taux de réponses aux réclamations des consommateurs dans les 30 jours calendaires		M - M - M - M	- 6,4	100,0 %	96,9 %	pas de changement
Taux de publication par OMEGA pour les relèves JJ/JM		B - B - B - M	13,8	99,94 %	99,97 %	pas de changement

Taux de publication par OMEGA pour les relèves MM		N - B - B - M	- 6,9	99,93 %	99,89 %	pas de changement
Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M		B - N - M - M	17,7	99,98 %	99,97 %	pas de changement
Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs		B - N - M - M	6,3	0,04 %	0,09 %	pas de changement
Taux de traitement des rejets du mois M en M+1		B - M - M - M	- 48,8	99,8 %	99,62 %	pas de changement
Amplitude des comptes d'écart distribution (CED)		B - B - B - B	924,1	2015 : 6 TWh cumulés 2016 : 5,3 TWh cumulés 2017 : 4,8 TWh cumulés 2018 : 4,4 TWh cumulés	2015 : 4,0 TWh 2016 : 3,3 TWh 2017 : 2,4 TWh 2018 : 1,8 TWh	révision de l'objectif
Amplitude des comptes d'écart distribution (CED) par fréquence de relève et par fournisseurs <i>Depuis 2016</i>		N - M - B - B	688,9	6 TWh cumulés	4,6 TWh	révision de l'objectif
Taux d'index rectifié	6M/6M	B - B - M - N	60	0,2 %	0,19 %	suppression de l'incitation
	J/J-J/M-M/M	B - B - B - B	81,8	0,38 %	0,31 %	suppression de l'incitation

Indicateurs spécifiques Gazpar	Comportement de l'indicateur depuis 2017 (bonus / neutre / malus)	Niveau moyen de l'incitation (k€)	Objectif associé ATRD5	Performance moyenne depuis 2017
Taux de publication des index aux fournisseurs sur le périmètre des compteurs communicants	B - B	231,0	base : 91 % cible : 95 %	99,87 %
Taux d'index cycliques mesurés sur le périmètre des compteurs communicants	B - B	70,4	base : 94 % cible : 96,5 %	98,96 %
Taux d'index mesurés sur demandes contractuelles sur le périmètre des compteurs communicants	N - B	18,1	base : 96 % cible : 98,5 %	97,93 %
Taux d'index cycliques calculés 3 fois et plus sur le périmètre des compteurs communicants	x - B	110	base : 4 % cible : 2,5 %	0,10 %
Taux d'index rectifiés sur le périmètre des compteurs communicants	B - B	93,3	base : 1,9 % cible : 0,5 %	0,00 %
Taux de mise à disposition des données aux clients finals	N - B	20	base : 93 % cible : 96 %	95,73 %
Taux de disponibilité du portail client	N - B	23,3	base : 97 % cible : 99,5 %	98,79 %

ANNEXE 2 : EXEMPLE DE GRILLE TARIFAIRE AU 1^{ER} JUILLET 2020

A titre illustratif, la CRE présente un exemple d'évolution des termes de la grille tarifaire de GRDF hors terme R_r au 1^{er} juillet 2020, date à laquelle seule l'évolution relative à l'application de la dégressivité dans la tarification de la part capacitaire de l'option T4 pourrait être mise en œuvre.

Cet exemple est fondé sur le scénario illustratif d'évolution du tarif présenté au 3.7 de la présente consultation publique et donc sur une baisse globale de - 1,1 %.

Les hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs correspondent à la demande de GRDF.

La grille tarifaire indicative serait la suivante :

- Options tarifaires principales

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Prix proportionnel en €/MWh	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	
			Part de la souscription de capacité inférieure à 500 MWh/j	Part de la souscription de capacité supérieure à 500 MWh/j
T1	33,98	28,56		
T2	134,65	8,29		
T3	757,93	5,78		
T4	15 626,83	0,81	203,50	100,00

La continuité tarifaire entre les options T3 et T4 est obtenue en prenant une hypothèse de 102 jours de modulation.

- Option « tarif de proximité » (TP)

Option tarifaire	Abonnement annuel en €	Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j	Terme annuel à la distance en €/m
TP	36 457,34	101,46	66,65

Le coefficient multiplicateur appliqué au terme annuel à la distance serait identique à celui actuellement en vigueur.

- Autres tarifications

Les modalités de tarification des consommateurs sans compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif resteraient inchangées. Pour les consommateurs ne disposant ni d'un compteur individuel, ni d'un compteur collectif (tarification au forfait) le tarif applicable serait un forfait annuel de 52,83 €.