



## DÉLIBÉRATION N° 2019-271

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 décembre 2019 portant projet de décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

Les articles L. 452-1-1 et L. 452-2 à 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 et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

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

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, dit tarif ATRD5<sup>2</sup>, est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2016 pour une durée d'environ quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 10 mars 2016<sup>3</sup>. La CRE définit un nouveau tarif de distribution de gaz applicable au 1<sup>er</sup> juillet 2020, conformément au calendrier initialement prévu.

Compte tenu de la nécessité de donner de la visibilité aux acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a organisé quatre 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 ;
- la deuxième, en date du 27 mars 2019, concernait les premières orientations concernant la structure du tarif ATRD6. 27 réponses ont été reçues ;
- la troisième, en date du 23 juillet 2019, concernait les conditions d'insertion du biométhane sur les réseaux de transport et de distribution de gaz et l'introduction d'un timbre d'injection. 43 réponses ont été reçues ;
- la quatrième, en date du 1<sup>er</sup> octobre 2019, concernait le niveau des charges de GRDF à couvrir pour la période ATRD6 et le niveau du tarif en découlant, la structure tarifaire ainsi que le cadre de régulation tarifaire. 72 réponses ont été reçues.

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

<sup>1</sup> Les tarifs non péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel font l'objet de délibérations spécifiques de la CRE pour chaque nouveau réseau de distribution de gaz naturel.

<sup>2</sup> ATRD : accès des tiers au réseau de distribution.

<sup>3</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

La présente délibération se fonde notamment sur la demande tarifaire de GRDF ainsi que sur de nombreux échanges avec ce dernier, sur des analyses internes, sur des rapports d'auditeurs externes<sup>4</sup> et sur le retour des acteurs de marché aux différentes consultations publiques. La CRE a également auditionné GRDF, son actionnaire et organisé, le 7 novembre 2019, une table ronde avec les principaux expéditeurs et les consommateurs ayant répondu à la dernière consultation publique.

En outre, la CRE a pris en compte dans la présente délibération, en application des 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.

### **Principaux enjeux**

En plus des objectifs de simplicité, de prévisibilité et de continuité, la CRE considère que le tarif ATRD6 doit apporter des réponses aux enjeux prioritaires cités ci-après.

#### **1- Maintien d'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. Le cadre de régulation retenu dans la présente délibération, notamment au travers de la couverture de l'ensemble des investissements selon les dépenses réalisées par GRDF, sous réserve de leur efficacité, permet à ce dernier de mettre en œuvre la politique d'investissement nécessaire au maintien d'un haut niveau de sécurité. S'agissant des charges d'exploitation, la CRE a repris les demandes de l'opérateur relatives à la sécurité et a en particulier accepté des dépenses additionnelles à celles couvertes dans le tarif ATRD5.

#### **2- Accompagnement de la transition énergétique : permettre l'intégration du biométhane**

La transition énergétique représente un défi pour les gestionnaires d'infrastructures de gaz, avec notamment le développement de l'injection de biométhane dans les réseaux qui rendra nécessaires certaines adaptations des infrastructures gazières.

Le tarif ATRD6 donne les moyens à GRDF de réussir l'intégration du biométhane dans les réseaux, en lui donnant les moyens d'investir pour raccorder les producteurs de biométhane et en dégageant des ressources pour l'accueil du biométhane dans les réseaux.

Le tarif ATRD6 permet plus généralement à GRDF d'accompagner la transition énergétique, notamment grâce à un budget de recherche et développement en hausse par rapport au tarif ATRD5.

#### **3- Maîtrise de l'évolution des tarifs dans un contexte de baisse de la consommation de gaz**

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. Dans ce contexte, la maîtrise des charges de GRDF est un enjeu essentiel, pour éviter que le coût unitaire par MWh distribué augmente trop fortement. Le tarif ATRD6, qui fixe notamment les trajectoires d'OPEX de GRDF en fonction de la performance atteinte en 2018 et en prenant en compte les gains attendus du projet Gazpar, répond à cet enjeu.

#### **4- Début de la phase industrielle du projet « Changement de gaz »**

La période tarifaire ATRD6 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. Le tarif ATRD6 intègre les dépenses prévisionnelles liées au projet « Changement de gaz ». Compte-tenu des enjeux de nature exceptionnelle par rapport à l'activité classique de GRDF associés à ce projet très spécifique et des incertitudes sur son calendrier de mise en œuvre, la CRE fixera fin 2020 le cadre applicable pour la période 2021-2029 ainsi que les trajectoires définitives. En effet, la phase pilote se termine fin 2020 et la CRE ne dispose pas des éléments chiffrés ni du retour d'expérience suffisant permettant de fixer avec suffisamment de précision une telle trajectoire.

### **Niveau tarifaire**

GRDF a formulé une demande d'évolution tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2020-2023.

La prise en compte des éléments du dossier tarifaire adressé à la CRE par GRDF aurait conduit à une hausse du tarif unitaire moyen de + 1,1 % en moyenne par an sur toute la durée du tarif.

<sup>4</sup> Un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de GRDF pour la période 2020-2023 ainsi qu'un audit de sa demande de taux de rémunération des actifs régulés, tous deux publiés sur le site internet de la CRE.

Cette demande présentait notamment une hausse importante des charges nettes d'exploitation que la CRE considère trop forte, alors que la consommation de gaz est orientée à la baisse et que les gains d'efficacité liés à Gazpar doivent se manifester durant la période ATRD6.

Pour prendre sa décision, en plus de ses analyses propres, de la large consultation des acteurs et des échanges avec GRDF, la CRE s'est appuyée sur des études d'auditeurs externes. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de GRDF pour la période 2020-2023 ;
- un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés de GRDF, qui demande un coût moyen pondéré du capital de 4,80 % (réel avant impôts), contre 5,00 % dans le tarif ATRD5, alors qu'une baisse de l'impôt sur les sociétés est programmée par le Gouvernement.

Les rapports de ces audits sont publiés sur le site internet de la CRE.

Au terme de ses analyses et des échanges complémentaires qu'elle a eus avec GRDF depuis la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019, la CRE considère qu'il convient de limiter la hausse des charges nettes d'exploitation de GRDF couvertes par le tarif, tout en lui laissant les marges de manœuvres financières, d'une part, pour maintenir un niveau de sécurité élevé et être acteur de la transition énergétique, et d'autre part, pour mener à bien le projet « Changement de gaz ».

La CRE a notamment retenu pour GRDF une trajectoire de charges d'exploitation prenant en compte :

- une hausse des charges d'exploitation liées à la sécurité, avec le financement, en plus des programmes déjà couverts pendant la période ATRD5, d'un programme de traitement des anomalies du bâti et de remplacement des conduits dans les immeubles collectifs ;
- les charges additionnelles liées au remplacement des appareils non adaptables dans le cadre du projet « Changement de gaz », qui n'avaient pas été prévues initialement dans les trajectoires fixées pour la phase pilote ;
- un renforcement de la R&D, portant en particulier sur l'arrivée des nouveaux gaz dans les réseaux (développement de l'injection d'hydrogène dans les réseaux notamment) ;
- une révision des montants associés aux actions en faveur du raccordement des clients, pour les recentrer sur l'animation de la filière qui devra comporter une part accrue de dépenses liées à la sécurité ainsi que sur la conversion fioul-gaz afin de supprimer, le plus rapidement possible, les installations fonctionnant au fioul ;
- l'atteinte des objectifs d'injection de biométhane fixés par le projet de programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE).

La trajectoire de charges nettes d'exploitation fixée par la CRE correspond à une enveloppe globale. GRDF a en conséquence la liberté de répartir cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de ses choix.

Il est par ailleurs rappelé que les investissements « réseaux » de GRDF sont couverts par le tarif en fonction des réalisations constatées qui sont prises à 100 % au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Au regard des éléments d'analyse dont elle dispose et des observations de marché, la CRE retient par ailleurs une baisse du coût moyen pondéré du capital (CMPC) qui s'établit à 4,1 % (réel, avant impôts). La méthode retenue pour établir ce taux 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 d'énergie en France, au regard des autres pays européens.

Le niveau de CMPC qui en résulte, en baisse de 0,9 point par rapport au tarif ATRD5, prend en compte, à méthode inchangée par rapport aux précédents tarifs :

- l'évolution à la baisse des coûts de financement dans un contexte marqué par la baisse significative et durable des taux d'intérêt sur les marchés ;
- la baisse programmée de l'impôt sur les sociétés (IS) qui passe de 34,43 % à 28 % en moyenne sur la période tarifaire ;
- une hausse du *bêta* des actifs pour refléter la prise en compte du risque financier accru, notamment de coûts échoués, que fait porter la transition énergétique sur les actionnaires des sociétés d'infrastructures gazières. Si les risques respectifs des activités de transport et de distribution demeurent encore légèrement différents, la CRE estime que l'écart de risque entre ces deux activités s'est réduit depuis la précédente période.

La CRE retient par ailleurs une réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements et conduites d'immeuble - conduites montantes, qui constitue un moyen de réduire le risque de coûts échoués.

Le niveau moyen des charges à couvrir de GRDF pour la période ATRD6 s'élèvera à 3 205 M€/an en moyenne. Il évolue ainsi, sur la période 2018-2023 de + 1,9 % en moyenne par an, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de 2,1 % en moyenne par an et une hausse des charges de capital normatives (CCN) de 1,7 % en moyenne par an.

S'agissant des hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis, la CRE retient globalement la demande de GRDF, qui conduit à une baisse des consommations de - 0,40 % par an et une relative stabilité du nombre de consommateurs (- 0,01 % par an).

L'évolution du tarif ATRD6 résulte du niveau de charges à couvrir retenu, des hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis et de la baisse significative de l'apurement du CRCP au titre la période tarifaire antérieure, qui représentait près de 5 % du revenu autorisé ATRD5. Ainsi, l'évolution du tarif ATRD6 s'établit à - 0,4 % en moyenne au 1<sup>er</sup> juillet 2020 et à - 0,3 % en moyenne par an pour GRDF sur l'ensemble de la période tarifaire. L'essentiel de l'écart avec l'évolution tarifaire associée à la demande de GRDF est dû au niveau de CMPC, inférieur à celui demandé par GRDF.

### **Cadre de régulation tarifaire**

La CRE reconduit pour le tarif ATRD6 les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur en les ajustant quand cela est nécessaire : régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement, régulation incitative de la qualité de service, couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le compte de régularisation des produits et des charges.

En revanche, prenant en compte les orientations de politique énergétique transmises par le ministre, la CRE supprime le mécanisme de bonus/malus mis en œuvre dans le tarif ATRD5 relatif à l'incitation en faveur du raccordement des consommateurs.

### **Structure tarifaire**

La CRE a retenu depuis plusieurs exercices tarifaires une structure tarifaire simple et stable pour la distribution de gaz et reconduit, pour la période ATRD6, les grands principes en vigueur tout en procédant à quelques adaptations, justifiées par l'évolution des usages de ces réseaux :

- l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 (de 6 à 4 MWh/an), pour refléter la baisse des consommations moyennes affectées à l'usage chauffage et en cohérence avec les évolutions prévues des profils ;
- le calcul de la continuité entre options tarifaires sans tenir compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) ;
- l'application d'une dégressivité dans la tarification de la capacité de l'option T4, pour introduire plus de continuité entre les tarifs des réseaux de distribution et de transport.

L'évolution de la tarification de la capacité des T4 sera mise en œuvre au 1<sup>er</sup> juillet 2020. Compte tenu du besoin de visibilité et en cohérence avec le calendrier prévisionnel d'évolution des profils, l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 et le calcul de la continuité entre options tarifaires hors CTA seront mises en œuvre au 1<sup>er</sup> juillet 2022.

### **Terme d'injection biométhane**

L'atteinte des objectifs en matière de biométhane injecté dans les réseaux (le projet de décret relatif à la PPE soumis à consultation en janvier 2019 prévoit un objectif de 6 TWh de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel à l'horizon 2023 et fixe un objectif de 14 à 22 TWh d'ici 2028) nécessitera des investissements importants dans les réseaux de transport et de distribution de gaz. La CRE considère que le bon développement de la méthanisation est un enjeu majeur pour la transition énergétique. Au vu des coûts induits pour l'adaptation des réseaux, le développement de la filière biométhane doit se faire dans le respect du principe d'efficacité économique afin d'atteindre un coût optimisé pour la collectivité. Cependant, la décision d'investissement des porteurs de

projets de méthanisation doit également se faire dans un contexte de visibilité et de stabilité sur les conditions économiques d'injection dans les réseaux.

Ainsi, dans le cadre de la délibération du 14 novembre 2019<sup>5</sup>, la CRE a défini les modalités de mise en œuvre du droit à l'injection, tel que prévu par la loi Egalim<sup>6</sup> et le décret du 28 juin 2019<sup>7</sup>. Ces dispositions apportent de la visibilité aux porteurs de projets sur leurs conditions de raccordement, et permettent la couverture par le tarif des coûts de renforcements des réseaux dans le cadre de schémas de raccordement optimisés à l'échelle de la collectivité.

Afin de compléter ces dispositions, s'agissant notamment de la couverture des charges d'exploitation associées à ces investissements, la CRE considère qu'il est nécessaire d'introduire un signal complémentaire à destination des porteurs de projets afin que ces derniers prennent en compte les coûts induits par leur choix de localisation. A cet effet, elle introduit un terme tarifaire d'injection dans le tarif ATRD6 (et le tarif ATRT7), fondé sur la définition de trois niveaux de terme d'injection, en fonction des adaptations nécessaires prévues dans le zonage de raccordement. Le niveau de ce terme est compris entre 0 et 0,7 €/MWh injecté.

### **Transparence**

La CRE a publié sur son site internet :

- l'audit de la demande en termes de charges d'exploitation de GRDF pour la période 2020-2023 ;
- l'audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés de GRDF ;
- les réponses aux quatre consultations publiques (du 14 février, 27 mars, 23 juillet et 1<sup>er</sup> octobre 2019), le cas échéant dans leur version non confidentielle.

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

---

<sup>5</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2019-242 du 14 novembre 2019 portant décision sur les mécanismes encadrant l'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz

<sup>6</sup> Loi n° 2018-938 du 30 octobre 2018 pour l'équilibre des relations commerciales dans le secteur agricole et alimentaire et une alimentation saine, durable et accessible à tous

<sup>7</sup> Décret n° 2019-665 du 28 juin 2019 relatif aux renforcements des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel nécessaires pour permettre l'injection du biogaz produit.

# SOMMAIRE

<b>1. COMPÉTENCES DE LA CRE ET PROCESSUS D'ÉLABORATION TARIFAIRE .....</b>	<b>8</b>
1.1 COMPÉTENCES DE LA CRE .....	8
1.2 PROCESSUS D'ÉLABORATION TARIFAIRE .....	8
1.2.1 Consultation des parties prenantes .....	8
1.2.2 Orientations de politique énergétique .....	9
1.2.3 Transparence .....	9
<b>2. CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE.....</b>	<b>9</b>
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 Principe du CRCP .....	12
2.2 CALENDRIER TARIFAIRE.....	13
2.2.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans .....	13
2.2.2 Principes de l'évolution annuelle du tarif .....	13
2.2.3 Calcul du solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier de l'année N .....	14
2.2.4 Calcul du coefficient k en vue de l'apurement du solde du CRCP.....	14
2.3 RÉGULATION INCITATIVE A LA MAITRISE DES COÛTS .....	14
2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation .....	14
2.3.2 Régulation incitative des investissements.....	14
2.3.3 Couverture au CRCP de certains postes .....	16
2.4 RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE.....	19
2.4.1 Rappel et bilan du dispositif de régulation incitative dans le tarif ATRD5 .....	19
2.4.2 Adaptation du dispositif pour la période tarifaire ATRD6.....	20
2.5 RÉGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DE L'INNOVATION .....	22
2.6 RÉGULATION INCITATIVE DES CHARGES RELATIVES AUX PERTES ET DIFFERENCES DIVERSES (PDD).....	23
2.6.1 Description du dispositif de régulation incitative introduit dans le tarif ATRD5 et des adaptations retenues pour la période tarifaire ATRD6.....	23
2.6.2 Taux de pertes théorique retenu .....	24
<b>3. NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR ET TRAJECTOIRES D'ÉVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF .....</b>	<b>25</b>
3.1 NIVEAU DES CHARGES A COUVRIR .....	25
3.1.1 Demande tarifaire de GRDF et principaux enjeux de l'opérateur .....	25
3.1.2 Charges d'exploitation .....	25
3.1.3 Calcul des charges de capital normatives.....	34
3.1.4 CRCP au 31 décembre 2019 .....	39
3.1.5 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2020-2023 .....	40
3.2 HYPOTHESES DE QUANTITES DE GAZ DISTRIBUEES ET DE NOMBRE DE CONSOMMATEURS DESSERVIS ...	40
3.2.1 Évolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRD5 .....	40
3.2.2 Demande de GRDF .....	41
3.2.3 Analyse de la CRE .....	41
3.3 TRAJECTOIRE D'ÉVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF .....	42

<b>4. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL.....</b>	<b>42</b>
4.1 RAPPEL DE LA STRUCTURE DES TARIFS ATRD5 .....	42
4.2 ÉVOLUTION DE LA STRUCTURE POUR LE TARIF ATRD6.....	43
4.2.1 Abaissement du seuil entre les options T1 et T2.....	44
4.2.2 Calcul de la continuité entre options tarifaires sans tenir compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) .....	45
4.2.3 Application d'une dégressivité dans la tarification de la capacité de l'option T4.....	45
4.3 CALENDRIER DE MISE EN ŒUVRE DES ÉVOLUTIONS .....	46
4.4 MODALITÉS DE SOUSCRIPTION DE CAPACITÉ.....	46
4.5 PRISE EN COMPTE DU DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE BIOMÉTHANE .....	47
4.5.1 Principes de construction du timbre d'injection et niveau retenu .....	48
4.5.2 Reversement des GRD aux GRT au titre des rebours biométhane.....	50
<b>5. TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF, APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> JUILLET 2020.....</b>	<b>50</b>
5.1 RÈGLES TARIFAIRES .....	50
5.1.1 Définitions .....	50
5.1.2 Prestations couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF .....	51
5.1.3 Structure et choix des options tarifaires .....	52
5.1.4 Mode de relève d'un point de livraison .....	53
5.1.5 Souscriptions mensuelles ou quotidiennes de capacité journalière .....	54
5.1.6 Modification du niveau de souscription annuelle pour un point de livraison .....	54
5.1.7 Pénalités pour dépassement de capacité journalière souscrite.....	55
5.1.8 Regroupement de points de livraison.....	55
5.1.9 Alimentation d'un point de livraison par plusieurs fournisseurs .....	55
5.2 GRILLE TARIFAIRE D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF .....	55
5.2.1 Grille au 1 <sup>er</sup> juillet 2020 .....	56
5.2.2 Grilles tarifaires applicables à compter du 1 <sup>er</sup> juillet 2021.....	57
<b>DÉCISION.....</b>	<b>60</b>
<b>ANNEXE 1 : RÉFÉRENCES POUR LA MISE À JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> JUILLET 2021 .....</b>	<b>61</b>
<b>ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITÉ DE SERVICE DE GRDF.....</b>	<b>71</b>
<b>ANNEXE 3 : RÉGULATION INCITATIVE DES COÛTS UNITAIRES DES INVESTISSEMENTS DANS LES RÉSEAUX (ANNEXE CONFIDENTIELLE).....</b>	<b>86</b>
<b>ANNEXE 4 : RÉGULATION INCITATIVE DES CHARGES RELATIVES AUX PERTES ET DIFFÉRENCES DIVERSES (ANNEXE CONFIDENTIELLE).....</b>	<b>86</b>
<b>ANNEXE 5 : VALEURS DE RÉFÉRENCE POUR LE TARIF DE PROXIMITÉ (ANNEXE CONFIDENTIELLE) .....</b>	<b>86</b>

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

### **1.1 Compétences de la CRE**

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

Les articles L. 452-1-1 à L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE.

L'article L. 452-1-1 prévoit notamment que ces tarifs « *sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations efficace. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, y compris des obligations fixées par la loi et les règlements ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L. 121-46* ».

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

Par ailleurs, l'article L. 452-3 du code de l'énergie dispose que la CRE délibère sur les évolutions tarifaires « *avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement* ». La délibération de la CRE peut prévoir « *un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité* ».

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

La présente délibération de la CRE définit la méthode d'établissement du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, et fixe le tarif dit « ATRD6 » de GRDF à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2020 pour environ quatre ans.

### **1.2 Processus d'élaboration tarifaire**

#### **1.2.1 Consultation des parties prenantes**

Pour établir le tarif ATRD6 de GRDF, compte tenu du besoin de visibilité et de la complexité des sujets, la CRE s'est appuyée, en plus de ses analyses propres et des études de consultants externes, sur les résultats de quatre 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 ;
- la deuxième, en date du 27 mars 2019, concernait les premières orientations de la CRE sur la structure du tarif ATRD6. 27 réponses ont été reçues ;
- la troisième, en date du 23 juillet 2019, concernait les conditions d'insertion du biométhane dans les réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et l'introduction d'un timbre d'injection. 43 réponses ont été reçues ;
- la quatrième, en date du 1<sup>er</sup> octobre 2019, concernait le niveau des charges de GRDF à couvrir pour la période ATRD6 et le niveau du tarif en découlant, la structure tarifaire ainsi que le cadre de régulation tarifaire. 72 réponses ont été reçues.

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

Après la deuxième consultation publique, la CRE a auditionné GRDF. Après la quatrième consultation publique, la CRE a organisé une table ronde avec les expéditeurs et les consommateurs ayant répondu à la consultation. Elle a également procédé à une nouvelle audition de GRDF, ainsi qu'à une audition de son actionnaire.



### 1.2.2 Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie, la CRE prend en compte 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 portent notamment sur :

- la nécessaire maîtrise des coûts dans un contexte de baisse de la consommation de gaz et, par conséquent, le renforcement de la sélectivité des investissements, ceux-ci devant porter prioritairement sur la sécurité et l'intégration des gaz renouvelables ;
- les exigences liées à la transition énergétique et donc à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) ;
- les hypothèses à prendre en compte en terme de développement du biométhane qui sont celles fixées par le projet de programmation pluriannuelle en cours de concertation, soit un volume de biométhane injecté de 6 TWh à horizon 2023, tous réseaux gaziers confondus ;
- la prise en compte des coûts des études liées aux conditions d'injection de l'hydrogène dans les réseaux ;
- les incitations en faveur du raccordement des consommateurs se traduisant par des aides au raccordement de nouveaux clients ou à la fidélisation de clients existants, auxquels il est demandé de mettre fin pour éviter les coûts échoués futurs ;
- la continuité entre les tarifs supportés par un site raccordé à un réseau de transport et par un site similaire raccordé à un réseau de distribution ;
- la prise en compte des coûts liés à la conversion du réseau de gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B).

Le courrier du 15 juillet 2019 est publié sur le site internet de la CRE.

### 1.2.3 Transparence

La CRE est attachée à assurer la transparence des travaux d'élaboration des tarifs de réseau pour toutes les parties intéressées.

Dans cette démarche, la CRE a publié sur son site internet l'ensemble des études externes sur lesquelles elle s'est appuyée. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande de GRDF relative à ses charges d'exploitation pour la période 2020-2023 ;
- un audit de la demande de GRDF sur le taux de rémunération de ses actifs régulés.

## 2. CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE

### 2.1 Grands principes tarifaires

L'élaboration du tarif ATRD6 repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, du revenu autorisé de GRDF et d'une trajectoire prévisionnelle de nombre de consommateurs et de quantités de gaz distribuées.

Le tarif ATRD6 fixe également un cadre de régulation qui vise, d'une part, à limiter le risque financier de GRDF et/ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, à encourager GRDF à améliorer ses performances grâce à des mécanismes incitatifs.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir le tarif applicable au 1<sup>er</sup> juillet 2020 ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

#### 2.1.1 Détermination du revenu autorisé

Dans la présente délibération, sur la base du dossier tarifaire transmis par GRDF et de ses propres analyses, la CRE fixe le revenu autorisé prévisionnel de GRDF sur la période 2020-2023. Le revenu autorisé couvre les coûts de GRDF sur une base calendaire dans la mesure où ceux-ci correspondent à ceux d'un opérateur efficace (en application de l'article L. 452-1-1 du code de l'énergie).

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation (CNE) prévisionnelles, des charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles 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.

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

#### **2.1.1.1 Charges nettes d'exploitation**

Les charges nettes d'exploitation (CNE) se définissent comme les charges brutes d'exploitation desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et les produits extratarifaires notamment).

Les charges brutes d'exploitation se composent principalement des charges d'énergie, des consommations externes, des dépenses de personnel et des impôts et taxes.

#### **2.1.1.2 Charges de capital normatives**

Les charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles comprennent la rémunération et l'amortissement de la base d'actifs régulés (BAR). La BAR est déterminée sur la base de la valeur nette réévaluée des actifs immobilisés, déduction faite des subventions et participations reçues de tiers.

La rémunération de la BAR correspond au produit de la valeur de la BAR par le coût moyen pondéré du capital (CMPC).

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

Les immobilisations en cours (c'est-à-dire les dépenses d'investissement immobilisées mais n'ayant pas encore donné lieu à mise en service d'actifs) ne sont pas rémunérées à l'exception de celles relatives au projet Gazpar, rémunérées de façon normative au coût de la dette nominale applicable pendant la période tarifaire. Dans le cadre de ses consultations publiques du 14 février et 1<sup>er</sup> octobre 2019, la CRE s'était 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). GRDF ayant indiqué n'identifier aucun projet (hors Gazpar) pouvant entrer dans un tel mécanisme, il n'y a pas lieu d'introduire ce type de rémunération.

### **2.1.2 Rémunération des actifs et couverture des investissements**

#### **2.1.2.1 Modalités de calcul du taux de rémunération**

La CRE reconduit, pour la période du tarif ATRD6, la méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs en vigueur pour le tarif ATRD5 qui est fondée sur un CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération de GRDF doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque équivalents. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Dans le cadre de ses consultations publiques des 14 février et 1<sup>er</sup> octobre 2019, la CRE s'est interrogée sur l'introduction éventuelle, pour la période du tarif ATRD6, d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs. Compte-tenu de la dynamique lente d'évolution du taux unique de rémunération, calculé sur la base de paramètres de calcul de long terme, une telle évolution pourrait donner des signaux plus justes à l'investissement.

GRDF et son actionnaire ont cependant indiqué que le financement de l'activité est en général réalisé de manière globale, sans fléchage entre les nouveaux actifs et les nouvelles dettes de l'année. Ils mettent également en avant la complexité et le manque de lisibilité pour les investisseurs d'un tel mécanisme.

La CRE considère que cette complexité reste limitée. Toutefois, il s'agirait d'une évolution importante des modalités de rémunération pour GRDF qui, dans un contexte de relative stabilité des investissements sur la prochaine période tarifaire (hors investissements relatifs au projet Gazpar et au biométhane), présente un intérêt limité. Par conséquent, la CRE ne retient pas cette piste d'évolution des modalités de calcul du taux de rémunération pour la période du tarif ATRD6.

#### **2.1.2.2 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés**

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

Le traitement des actifs pour la définition de la BAR prévisionnelle est différent selon qu'ils ont été mis en service avant le 1<sup>er</sup> janvier 2003 ou à partir de cette date.

Valeur initiale de la BAR au 31 décembre 2002 (actifs entrés en service avant le 1<sup>er</sup> janvier 2003) :

Les actifs mis en service avant le 31 décembre 2002 sont valorisés à travers l'indexation des coûts historiques sur l'inflation, selon la méthode suivante :

- les valeurs brutes historiques des actifs sont retraitées des écarts de réévaluation autorisés en 1976, des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements, et des participations reçues des bénéficiaires de ces investissements ;
- ces valeurs brutes retraitées sont réévaluées au 31 décembre 2002 par application de l'indice des prix « PIB marchand » ;
- ces valeurs brutes réévaluées sont ensuite amorties linéairement sur la base de la durée de vie économique des différentes catégories d'actifs (voir tableau ci-dessous). Les actifs mis en service en année *N* sont par convention réputés mis en service au 1<sup>er</sup> juillet *N* et sont intégrés à la BAR de GRDF en année *N+1*;
- les terrains sont pris en compte sur leur valeur historique réévaluée non amortie.

Actualisation de la valeur de la BAR compte tenu des actifs entrés en service depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2003 :

Les actifs mis en service entre le 1<sup>er</sup> janvier 2003 et le 31 décembre 2018 sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute. Les investissements prévus à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2019 sont pris en compte à leur valeur brute prévisionnelle telle que communiquée par GRDF.

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

- lorsque les participations de tiers sont comptabilisées au passif par l'opérateur, en contrepartie de la valeur des ouvrages enregistrée à l'actif, elles viennent en diminution des valeurs d'actifs intégrées dans la BAR ;
- lorsque les participations de tiers sont comptabilisées par l'opérateur en produits d'exploitation, les actifs sont intégrés dans la BAR à leur valeur totale et le montant des participations de tiers vient en diminution des charges d'exploitation à couvrir par le tarif.

La date conventionnelle d'entrée des actifs dans l'inventaire a été fixée au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année et la date de sortie des actifs au 30 juin.

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

- les actifs sont réévalués au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année de l'inflation sur la période de juillet à juillet. Cet élément est essentiel pour analyser la réalité du CMPC ; pour cette raison, la CRE retient un CMPC réel n'incluant pas l'inflation. Depuis 2016, l'indice de réévaluation utilisé est l'indice 001763852 des prix à la consommation hors tabac, pour l'ensemble des ménages résidant en France ;
- les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les terrains sont pris en compte à leur valeur historique réévaluée non amortie.

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

Catégorie d'actif	Durée de vie normative
Canalisations et branchements	Entre 30 <sup>8</sup> et 45 ans
Postes de livraison, détente et comptage	40 ans
Compression	20 ans
Autres installations annexes	10 ans
Constructions	30 ans

Les actifs mis au rebut avant la fin de leur durée de vie économique sortent de la BAR et ne donnent lieu ni à amortissement, ni à rémunération.

La seule évolution par rapport au tarif ATRD5 est la réduction de 45 ans à 30 ans de la durée de vie normative des branchements et conduites d'immeubles - conduites montantes à compter de 2020 (cf. paragraphe 3.1.3.3).

<sup>8</sup> Pour les branchements et conduites d'immeubles - conduites montantes dont l'année de mise en service est égale ou postérieure à 2005.

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

#### 2.1.2.3.1 Traitement des coûts échoués

Par « coûts échoués », la CRE entend la valeur nette comptable des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie, ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont qui ne pourraient être immobilisées si les projets ne se réalisaient pas.

Le cadre de régulation mis en place pour le tarif ATRD5 ne prévoyait pas de couverture des 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.

Dans le cadre des consultations publiques du 14 février et du 1<sup>er</sup> octobre 2019, la CRE a proposé l'extension des principes de couverture des coûts échoués en vigueur appliqués aux GRT de gaz aux tarifs ATRD.

La majorité des expéditeurs et industriels s'est prononcée en faveur des principes de couverture 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.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE retient, pour la période ATRD6, le traitement des coûts échoués suivant, sur présentation des dossiers par GRDF :

- maintien de l'incitation actuelle sur les coûts échoués récurrents et prévisibles ;
- couverture des autres coûts échoués, 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, le cas échéant, générer une plus-value pour l'opérateur, égale à la différence entre le produit de cession et la valeur nette comptable.

Dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019, la CRE a interrogé les acteurs de marché sur le traitement à appliquer aux actifs cédés. La majorité des acteurs est favorable à la prise en compte d'une partie des plus-values dans le tarif, considérant que ce dernier a participé au financement des actifs cédés.

La CRE retient ce principe, pour le tarif ATRD6, dans le cas d'une cession d'actifs immobiliers ou de terrains :

- si la cession donne lieu à une plus-value comptable, le produit de cession net de la valeur nette comptable de l'actif cédé est intégré à 80 % au CRCP de façon à faire bénéficier les utilisateurs de réseau de la majeure partie des gains tirés de la revente de ces actifs, dans la mesure où ces utilisateurs en ont supporté les coûts d'acquisition (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel et la rémunération des actifs de la BAR), tout en préservant une incitation pour GRDF à maximiser ce gain. GRDF conserve en effet les 20 % du gain restant ;
- une cession donnant lieu à une moins-value comptable fera l'objet d'un examen de la CRE, sur la base d'un dossier argumenté présenté par GRDF.

### 2.1.3 Principe du CRCP

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

Le solde du CRCP est calculé au 31 décembre de chaque année. Il est apuré du 1<sup>er</sup> juillet de l'année *N* au 30 juin de l'année *N+1* dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle associée à cet apurement de +/- 2 %. En cas d'atteinte de ce seuil, le solde du CRCP non apuré au cours de l'année considérée est reporté à l'année suivante.

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

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

## 2.2 Calendrier tarifaire

### 2.2.1 Une période tarifaire d'environ quatre ans

Le tarif ATRD6 s'appliquera pour une durée d'environ 4 ans, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2020. Il vise à couvrir les charges des années calendaires de 2020 à 2023. Il évoluera annuellement, au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année, selon les modalités décrites au 2.2.2 de la présente délibération.

Dans leurs réponses à la consultation du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire, les acteurs de marché se sont déclarés favorables au maintien de cette durée de 4 ans, considérant, comme la CRE, qu'elle offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

Par ailleurs, le tarif ATRD6 prévoit, comme c'était le cas dans le tarif précédent, une clause de rendez-vous, activable par GRDF au bout de deux ans. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2022 et 2023) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATRD6 se trouve modifié d'au moins 1 %.

### 2.2.2 Principes de l'évolution annuelle du tarif

Dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019, la CRE a présenté, d'une part, l'évolution moyenne de la grille tarifaire de GRDF hors terme  $R_f^9$  en tenant compte d'une hypothèse illustrative de niveau du tarif et, d'autre part, une proposition d'évolution du terme  $R_f$ . La majorité des contributeurs s'est montrée favorable à l'orientation envisagée par la CRE de faire évoluer le terme  $R_f$  suivant les modalités définies par la délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017<sup>10</sup> associées à une évolution à l'inflation.

En conséquence, le tarif ATRD6 évoluera annuellement, le 1<sup>er</sup> juillet de chaque année, selon les principes suivants :

- a) le niveau des grilles tarifaires, hors terme  $R_f$  et hors terme tarifaire d'injection pour les producteurs de biométhane évolue au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année  $N$  du pourcentage de variation suivant, par rapport au niveau du tarif en vigueur au 30 juin de l'année  $N$  :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- $Z$  est la variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $N$  exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
  - $IPC$  est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $N$ , le taux d'inflation prévisionnel pour l'année  $N$  pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année  $N$  ;
  - $X$  est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans la présente délibération tarifaire, égal à - 1,9 % ;
  - $k$  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 (CRCP) ;  $k$  est compris entre + 2 % et - 2 % ;
- b) le terme  $R_f$  évolue selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017 susmentionnée, associées à une évolution à l'inflation ;
  - c) le niveau du terme tarifaire d'injection pour les producteurs de biométhane reste stable ;

En outre, la CRE pourra prendre en compte, 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).

<sup>9</sup> Montant moyen pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs pour la gestion de clientèle effectuée par ces derniers pour le compte des GRD.

<sup>10</sup> La délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-238 du 26 octobre 2017 portant modification des délibérations de la CRE du 25 avril 2013, du 22 mai 2014 et du 10 mars 2016 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel prévoit notamment que le terme  $R_f$  (i) pour les options tarifaires T1 et T2 évolue au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année pour prendre en compte la répartition des clients en offre de marché et au tarif réglementé de vente, sur la zone de desserte historique de GRDF et en fonction des coûts moyens estimés par catégories de clients, et (ii) pour les options tarifaires T3, T4 et TP, le montant du terme  $R_f$  est stable.

### 2.2.3 Calcul du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année N

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

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au 31 décembre de chaque année, en fonction de l'écart du réalisé, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis en annexe 1. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part est déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

Les postes de charges et de recettes couverts pour tout ou partie au CRCP pour la période ATRD6 sont fixés au paragraphe 2.3.3 de la présente délibération. Les données comptables présentées par GRDF seront utilisées comme base des charges et produits réalisés pris en compte à travers le CRCP, quand cela est possible. Le cas échéant, la prise en compte des différents postes à travers le CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées. Ces contrôles pourront porter, en particulier, sur les investissements engagés par GRDF et sur les charges relatives aux pertes et différences diverses. Les conséquences financières des audits conduits par la CRE seront prises en compte à travers le CRCP.

Le solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2019 est pris en compte pour l'élaboration des revenus prévisionnels du tarif ATRD6 et sera apuré sur les 4 ans du tarif. Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier 2020 est égal à la différence entre le solde du CRCP définitif (qui sera fixé après la clôture des comptes 2019 de GRDF) et le solde prévisionnel pris en compte dans le tarif ATRD6. Les montants de référence et les taux de couverture permettant de calculer ce solde définitif sont définis dans la délibération ATRD5 de GRDF du 10 mars 2016<sup>11</sup>.

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

L'évolution du niveau tarifaire annuel, au 1<sup>er</sup> juillet de l'année *N*, prend en compte un coefficient *k* qui vise à apurer, au 30 juin de l'année *N+1*, le solde du CRCP constaté au 1<sup>er</sup> janvier de l'année *N*. Le coefficient *k* est plafonné à +/- 2 %.

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

- le revenu autorisé prévisionnel lissé pour l'année *N* défini par la présente délibération, mis à jour de l'inflation ;
- l'apurement prévisionnel du solde CRCP, sur l'année *N*.

Les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période sont fondées sur les quantités de gaz distribuées et le nombre de consommateurs desservis prévisionnels de la présente délibération.

## 2.3 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

### 2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

Le tarif ATRD5 prévoyait 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 %.

Au vu du bilan positif sur les dix dernières années et de l'appréciation favorable des acteurs formulée dans le cadre des consultations publiques du 14 février et du 1<sup>er</sup> octobre 2019, la CRE reconduit ce principe pour le tarif ATRD6.

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

### 2.3.2 Régulation incitative des investissements

Les orientations de politique énergétique transmises par le ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire, précisent que la « *perspective de baisse des consommations de gaz accroît l'importance d'une maîtrise des coûts afin d'une part de ne pas faire subir aux consommateurs de charges excessives et d'autre part d'éviter à terme un risque de coûts échoués* ».

En accord avec ces orientations de politique énergétique, la CRE maintient pour le tarif ATRD6 à la fois 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 et les mécanismes d'incitation à l'efficacité des dépenses

<sup>11</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

d'investissement de GRDF. Il s'agit, d'une part, du mécanisme sur les coûts unitaires de certains investissements dans les réseaux, qu'elle fait évoluer à la marge et, d'autre part, de celui visant certains investissements « hors réseaux ». Les acteurs se sont montrés favorables au maintien de ces modalités de régulation des investissements.

### **2.3.2.1 Coûts unitaires des investissements dans les réseaux**

Le tarif ATRD5 a introduit 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.

Dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019, la CRE a présenté un bilan du dispositif de régulation incitative des coûts unitaires d'investissement pour la période ATRD5. La CRE proposait, au regard de ce retour d'expérience positif, de reconduire le dispositif, en l'aménageant légèrement. La grande majorité des contributeurs à la consultation publique s'est montrée favorable au maintien du dispositif et aux évolutions proposées par la CRE.

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

Le mécanisme, mis en place dans le tarif ATRD5, porte sur la plus grande partie des investissements de réseaux de GRDF. Il a concerné environ 455 M€ d'investissement en 2016 sur un total de 760 M€ toutes catégories confondues, réseaux et hors réseaux (2016 étant la dernière année avant le début du déploiement industriel de Gazpar), 455 M€ pour 2017 et 429 M€ en 2018 (montants provisoires). Les investissements de GRDF concernés par ce mécanisme sont répartis en 13 catégories. Il 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, la différence entre le coût total des ouvrages mis en service et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages est évaluée. Le coût total théorique est 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€ par an.

La délibération ATRD5 prévoyait, au sein de chacune de ces 13 catégories, une modélisation du coût de chaque investissement 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 de pièces (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 avaient été estimées à partir des coûts des investissements mis en service entre 2012 et 2014.

Sur les trois 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 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.

**Adaptation du dispositif pour la période ATRD6 :**

Pour la période tarifaire ATRD6, la CRE reconduit 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 est recalé sur la base des données des années 2016 à 2018.

Par ailleurs, comme proposé par GRDF, afin d'affiner la modélisation des coûts des investissements sur certains segments, un second inducteur de coûts (le nombre de branchements) est ajouté dans les paramètres du modèle. Les coûts des investissements de ces segments sont donc modélisés par une part fixe et 2 parts variables. Cette évolution a été accueillie favorablement par les contributeurs à la consultation publique.

GRDF demandait par ailleurs dans son dossier tarifaire de regrouper des segments et de supprimer l'un d'eux. La CRE considère que de telles modifications seraient de nature à faire perdre de la visibilité dans la performance de GRDF, ou à simplement supprimer l'incitation dans le second cas, et ne retient donc pas ces modifications.

Enfin, concernant l'introduction d'un segment lié aux raccordements de sites de production de biométhane, proposée par la CRE dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019 et à laquelle les acteurs se sont montrés globalement favorables, le manque de recul sur la filière ne permet pas de mettre en place un indicateur incité dès l'entrée en vigueur du tarif ATRD6. La CRE demande donc à GRDF de suivre le segment « Raccordements de sites d'injection de biométhane » afin de disposer de données fiables sur l'évolution du prix des extensions (part fixe + variable au mètre), permettant d'étudier la mise en place d'une incitation sur ce segment à l'avenir.

Les valeurs des paramètres ainsi que les coefficients annuels d'évolution moyenne des coûts unitaires sur la période 2020-2023 sont définis dans une annexe confidentielle à la présente délibération.

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

La CRE a introduit dans le tarif ATRD5 un mécanisme incitant GRDF à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissement dit « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI) hors projets de « SI transformant », « Reconstruction SI » et « SAP S/4HANA »<sup>12</sup>.

En effet, ces postes de charges sont par nature susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissement et charges d'exploitation. Ce mécanisme incite par conséquent GRDF à optimiser globalement l'ensemble de ses charges. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, une trajectoire d'évolution des charges de capital estimées pour ce type d'investissement, qui seront 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.

La CRE, dans ses consultations publiques des 14 février et 1<sup>er</sup> octobre 2019, a proposé de reconduire le mécanisme, considérant que le retour d'expérience sur son efficacité était encore trop limité pour pouvoir tirer des conclusions fiables. La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de la proposition de la CRE. GRDF et les autres gestionnaires de réseaux demandent en revanche la couverture au CRCP des charges de capital liées aux SI, *a minima* celles liées aux SI dits « incorporels », qui regroupent les évolutions SI nécessitées par les demandes des fournisseurs, la réglementation et/ou les contraintes imposées par les éditeurs de logiciels.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE reconduit pour le tarif ATRD6 le mécanisme d'incitation à la maîtrise des investissements hors réseaux décrit ci-dessus. En particulier, s'agissant des dépenses d'investissement SI, la CRE considère qu'il s'agit de charges globalement maîtrisables par les opérateurs, et arbitrables avec les charges d'exploitation, et qu'il convient donc de maintenir l'incitation.

Pendant le tarif ATRD6, les charges de capital pour ces catégories d'actifs seront calculées à partir des valeurs prévisionnelles définies dans la présente délibération. En fin de période tarifaire, la CRE mènera une analyse des trajectoires de mise en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple de retards de certains projets.

Le montant estimé des investissements hors réseau soumis à cette régulation incitative pour GRDF est de 123,6 M€ par an en moyenne, soit environ 12,3 % du total des investissements prévus dans la trajectoire de l'opérateur pour le tarif ATRD6.

**2.3.3 Couverture au CRCP de certains postes**

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

<sup>12</sup> Progiciel de gestion intégré de SAP pour les grandes entreprises.



Comme indiqué au paragraphe 2.1.3 de la présente délibération, 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, peu prévisibles et peu maîtrisables par GRDF.

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

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

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

Sur ce fondement, la CRE a consulté sur le périmètre du CRCP à retenir pour le tarif ATRD6 dans la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019. Les participants à la consultation sont globalement favorables au périmètre qui a été proposé, avec des propositions alternatives sur certains postes à inclure ou retirer du CRCP.

Parmi ces propositions, la CRE ne retient pas l'inclusion au CRCP des charges de capital liées aux SI, que GRDF et les autres gestionnaires des réseaux de distribution et de transport demandent (*cf.* paragraphe 2.3.2.2).

S'agissant de la couverture des coûts du projet « Changement de gaz », pour lesquels GRDF ainsi que certains fournisseurs, gestionnaires d'infrastructures et associations de consommateurs demandent une prise en compte 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, la CRE fixera le cadre applicable pour la période 2021-2029, fin 2020, à l'issue de la phase pilote, en même temps que les trajectoires financières pour le projet. La CRE prendra alors en compte le retour d'expérience de la phase pilote ainsi que l'état d'avancement des discussions sur l'accélération du calendrier, pour fixer le cadre de régulation le plus adapté à ce projet atypique et sensible. L'écart entre les trajectoires qui seront alors fixées, et la demande de GRDF retenue à ce stade pour les années 2021 à 2023 sera couvert au CRCP. Les charges relatives au projet « Changement de gaz » pour l'année 2020, définies au paragraphe 3 de la présente délibération, sont en revanche exclues du périmètre du CRCP.

Par ailleurs dans un souci d'harmonisation avec les autres tarifs d'infrastructures, la CRE, comme elle l'avait proposé dans la consultation publique d'octobre 2019, fait évoluer le mécanisme de couverture des pertes et différences diverses de sorte 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. La majorité des contributeurs à la consultation publique s'est montrée favorable à cette proposition.

Enfin, certains acteurs ont demandé que les recettes liées aux souscriptions de capacité soient couvertes au CRCP afin de couvrir les GRD contre les risques de baisse de souscription comme c'est le cas pour les volumes de gaz acheminés. Considérant, d'une part, que GRDF a peu de moyen pour influencer sur le niveau des capacités souscrites, ou la distance des consommateurs au réseau de transport et que, d'autre part, les efforts de maîtrise de la consommation de gaz de certains acteurs pourraient les conduire à diminuer leur souscription de capacité, la CRE considère qu'il est pertinent d'inclure les termes tarifaires correspondants au CRCP.

Les postes inclus au périmètre du CRCP pour le tarif ATRD6, de façon inchangée par rapport au tarif ATRD5, sont les suivants :

- pour les postes de charges et assimilés :
  - les charges de capital supportées par GRDF, prises en compte à 100 %, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » et pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte ;
  - les charges relatives à la contrepartie versée par GRDF aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n°2017-238 du 26 octobre 2017<sup>13</sup>, prises en compte à 100 % ;
  - les évolutions de charges générées par les impayés des consommateurs sur leur part acheminement qui sont portés *in fine* par GRDF dans leur totalité à compter de l'année 2016, et

<sup>13</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2017-238 du 26 octobre 2017 portant modification des délibérations de la CRE du 25 avril 2013, du 22 mai 2014 et du 10 mars 2016 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel.

pour les consommateurs en offre de marché sur la période antérieure au 31 décembre 2015, prises en compte à 100 % ;

- 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 (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.

Par ailleurs, les incitations financières générées par les mécanismes de régulation incitative, bonus ou malus, sont versés ou retirés à GRDF par le biais du CRCP :

- la qualité de service, pour tous les indicateurs concernés<sup>14</sup>, 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) ;
- la R&D : 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 (cf. paragraphe 2.5). Dans le cas d'une demande de mise à jour à mi-période des charges d'exploitation de R&D, le montant additionnel approuvé par la CRE sera ajouté à la trajectoire incitée ;
- les coûts unitaires d'investissement (cf. paragraphe 2.3.2.1) ;
- le projet de comptage évolué « Gazpar », définies par les délibérations de la CRE du 17 juillet 2014<sup>15</sup> et du 21 décembre 2017<sup>16</sup>.

Par ailleurs, la CRE fait évoluer le poste relatif aux charges d'énergie : la trajectoire annuelle de référence est révisée *ex post* et pour inciter GRDF à la maîtrise de ces charges, les écarts entre ce nouveau montant de référence et les charges réelles de GRDF sont couverts à 80 % par le CRCP.

Enfin, en synthèse, les nouveaux postes de charges et de recettes inclus au périmètre du CRCP du tarif ATRD6 sont les suivants :

- les plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains, prises en compte à 80 % au CRCP ;
- les coûts échoués ou les moins-values de cession traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture, couverts à 100 % au CRCP ;
- les revenus perçus par GRDF sur les termes tarifaires liés aux souscriptions de capacité journalière et sur le terme proportionnel à la distance au réseau de transport, pris en compte à 100 % au CRCP ;
- les coûts prévisionnels du projet « Changement de gaz » non intégrés dans les trajectoires prévisionnelles ATRD6, pris en compte à travers le CRCP, seront définis dans le cadre d'une délibération de la CRE qui déterminera les montants de référence correspondants, pris en compte à 100 % au CRCP ;
- les revenus perçus par GRDF au titre du terme tarifaire d'injection de biométhane, pris en compte à 100 % ;

<sup>14</sup> Hormis celui relatif au respect des rendez-vous client qui est versé directement aux clients concernés.

<sup>15</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF.

<sup>16</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-286 du 21 décembre 2017 portant décision sur la mise en œuvre du cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF.

- le reversement effectué par GRDF aux GRT au titre de la part du terme d'injection biométhane collecté auprès des producteurs raccordés au réseau de distribution destinée à couvrir les OPEX associés aux rebours des GRT (cf. paragraphe 4.5), pris en compte à 100 % au CRCP.

## **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 ses consultations publiques des 14 février et 1<sup>er</sup> octobre 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 d'importance particulière pour les utilisateurs des réseaux.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché ont partagé ce bilan positif et considéré que la régulation incitative de la qualité de service constitue un pilier du cadre de régulation tarifaire, qui permet de s'assurer que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par les réseaux. 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.

Les indicateurs de qualité de service ainsi que les incitations financières associées sont détaillés dans l'annexe 2 de la présente délibération.

### **2.4.1 Rappel et bilan du dispositif de régulation incitative dans le tarif ATRD5**

La qualité de service de GRDF est suivie au moyen d'indicateurs, qui peuvent faire l'objet d'une incitation financière ou d'un simple suivi. 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.

Pendant la période tarifaire ATRD5, 31 indicateurs étaient suivis, dont 18 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 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.

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. La CRE 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 notamment).

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 évolués Gazpar est également satisfaisante. Sur les 7 indicateurs faisant l'objet d'une incitation :

- 4 indicateurs ont dépassé l'objectif cible et ont généré des bonus en 2017 et 2018 (indicateurs relatifs, sur le périmètre des compteurs communicants, au taux de publication des index aux fournisseurs, au taux d'index cycliques mesurés, au taux d'index cycliques calculés trois fois et plus et au taux d'index rectifiés) ;
- 1 indicateur a vu sa performance croître en 2018 pour dépasser l'objectif cible et générer un bonus en 2018 (indicateur relatif au taux de mise à disposition des données aux clients finals) ;
- 2 indicateurs ont eu des performances entre l'objectif de base et l'objectif cible et n'ont, à ce titre, généré ni bonus ni malus sur la période (indicateurs relatifs au taux d'index mesurés sur demandes contractuelles et au taux de disponibilité du portail consommateur).

Depuis 2010, l'amélioration de la performance de GRDF a permis à celui-ci 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.

en k€	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Incitations globales	1 460	2 246	1 322	202	1 288	689	888	1 586	2 546
dont Gazpar	-	-	-	-	-	-	-	235	1 354

#### 2.4.2 Adaptation du dispositif pour la période tarifaire ATRD6

Globalement, sur les dernières périodes tarifaires, le suivi et l'incitation d'indicateurs de qualité de service a permis d'améliorer les performances 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.

A ce titre, et dans la continuité des orientations envisagées dans la consultation publique du 14 février 2019, la CRE a proposé dans la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre de faire évoluer 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.

##### 2.4.2.1 Simplification du dispositif

La CRE a proposé dans la consultation publique, pour les indicateurs ayant atteint un niveau de performance satisfaisant et stable, de réduire le nombre d'indicateurs incités en basculant vers un simple suivi 3 indicateurs auparavant incités. La CRE a également annoncé souhaiter supprimer un indicateur suivi dont le niveau est stabilisé depuis deux périodes tarifaires.

A l'exception de deux contributions qui craignent une dégradation des 3 indicateurs incités identifiés par la CRE pour une bascule dans les indicateurs suivis uniquement, les contributeurs à la consultation publique n'ont pas exprimé d'opposition à ces propositions de simplification. En revanche, certains acteurs considèrent que le nombre d'indicateurs suivis et incités reste trop élevé.

Par conséquent, la CRE retient les simplifications envisagées dans la consultation publique et identifie un indicateur suivi supplémentaire qu'elle estime pertinent de supprimer.

Les anciens indicateurs incités suivants, détaillés dans l'annexe 2, basculent dans la liste des indicateurs suivis uniquement, de sorte que le niveau de performance de GRDF sera toujours mesuré :

- qualité des relevés JJ<sup>17</sup> transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD<sup>18</sup> ;
- 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 6M<sup>19</sup> comme pour les autres consommateurs).

Parmi les indicateurs suivis, la CRE supprime les 2 indicateurs relatifs à la performance de la relève à pied dans le contexte du déploiement de Gazpar<sup>20</sup>. En effet, leur niveau de performance se maintient depuis une période tarifaire au moins, et le déploiement du projet Gazpar rend obsolète le suivi des indicateurs relatifs à la relève à pied. Dans leurs réponses à la consultation publique, les acteurs ne se sont montrés défavorables au principe de suppression d'indicateurs relatifs à la relève à pied.

#### **2.4.2.2 Renforcement du dispositif**

La CRE a proposé, pour les 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), d'une part, d'augmenter le niveau des objectifs associés et, d'autre part, d'introduire des incitations asymétriques entre bonus et malus.

La CRE a proposé plusieurs types d'incitations asymétriques :

- suppression intégrale des bonus et maintien des malus pour 1 indicateur ;
- diminution du niveau des bonus et maintien du niveau des malus pour 2 indicateurs.

La majorité des acteurs de marché s'est montrée favorable à la liste des indicateurs identifiés par la CRE, ainsi qu'au renforcement du dispositif incitatif et des objectifs pour ces indicateurs. En revanche, les gestionnaires de réseaux sont opposés à l'introduction d'incitations asymétriques, dont ils jugent la logique « punitive » et propice à conduire les opérateurs à « de la surqualité » sur les indicateurs incités symétriquement pour compenser d'éventuelles pénalités.

La CRE juge au contraire que l'introduction de ce type d'incitation est pertinente au vu de l'historique des bonus générés par les trois indicateurs identifiés. Les incitations asymétriques permettent, en effet, de maintenir à un haut niveau l'incitation à la performance de GRDF tout en évitant les effets d'aubaine pour les opérateurs lorsqu'il leur est demandé de maintenir le niveau de qualité atteinte, cette dernière étant jugée satisfaisante.

Pour la période ATRD6, la CRE renforce donc les incitations sur les indicateurs suivants, détaillés dans l'annexe 2 :

- taux de raccordements réalisés dans le délai convenu pour le marché grand public et le marché d'affaires : suppression des bonus, avec maintien des malus ;
- indicateur sur l'amplitude des comptes d'écart distribution (CED) : recalage de l'objectif à 3,6 TWh cumulés en 2020, avec mise en place de malus plus élevés que les bonus ;
- indicateur sur l'amplitude des CED par fréquence de relève et par fournisseur : recalage de l'objectif à 4,5 TWh cumulés, avec mise en place de malus plus élevés que les bonus.

#### **2.4.2.3 Introduction de nouveaux indicateurs de qualité de service**

Conformément à la proposition formulée dans la consultation publique, la CRE fait 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 et projet « Changement de gaz »).

Les nouveaux indicateurs introduits dans le tarif ATRD6 ne sont pas incités financièrement à compter du début de la période tarifaire mais pourront l'être en cours de période tarifaire.

Les indicateurs proposés ont fait l'objet d'un avis favorable de l'ensemble des contributeurs à la consultation publique. La CRE introduit le suivi des indicateurs suivants, détaillés dans l'annexe 2 :

- délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane ;
- nombre de réclamations à la suite du raccordement des installations de biométhane ;
- nombre de réclamations liées au projet « Changement de gaz ».

<sup>17</sup> La mesure d'énergie livrée est quotidienne et l'index contenant cette mesure est relevé par le GRD tous les jours.

<sup>18</sup> PITD : point d'interface transport distribution.

<sup>19</sup> La mesure d'énergie livrée est semestrielle et l'index contenant cette mesure est relevé semestriellement par le GRD.

<sup>20</sup> Taux d'absence des consommateurs de PCE 6M au relevé 3 fois et plus, et taux d'absence des consommateurs de PCE 6M au relevé 2 fois et plus.

#### 2.4.2.4 Indicateurs relatifs à l'environnement

Le tarif ATRD5 comportait un indicateur relatif à l'environnement, non incité financièrement, de suivi des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère (en équivalent CO<sub>2</sub>) rapportées au volume de gaz acheminé.

Cet indicateur de suivi des émissions de gaz à effet de serre englobe à la fois des émissions proportionnelles aux volumes de gaz transportés pour lesquelles la maîtrise de GRDF est partielle et repose principalement sur l'optimisation des flux de gaz, et des émissions de méthane sur les réseaux, qui découlent plus directement du mode de gestion du réseau, comme par exemple le recours à des opérations de recompression et de réinjection de gaz lors d'opérations de maintenance (en lieu et place d'un rejet dans l'atmosphère).

Bien que certains aient estimé que le suivi de cet indicateur pouvait être redondant avec les indicateurs suivis par ailleurs dans le cadre des contrats de concession de GRDF, les contributeurs se sont exprimés favorablement à la proposition de la CRE de suivre de manière séparée les émissions de méthane. Ainsi, la CRE introduit un indicateur de suivi des émissions de méthane sur les réseaux (incluant le périmètre des pertes diffuses, des mises à l'évent et des accidents/incidents), rapportées au volume de gaz transporté, détaillés dans l'annexe 2.

Cet indicateur n'est pas incité financièrement.

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

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.

Afin de satisfaire ces deux exigences, la régulation incitative de la R&D et de l'innovation (R&D&I) mise en place par le tarif ATRD5 s'appuie, en cohérence avec le mécanisme en œuvre 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 de GRDF ;
- 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 biannuel.

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 ses consultations publiques des 14 février et 1<sup>er</sup> octobre 2019, la CRE proposait de maintenir l'incitation à engager effectivement les dépenses de R&D&I et à renforcer la transparence sur les projets et dépenses associées, assortie d'une possibilité de réviser à mi-période les dépenses associées aux *smart grids*. La majorité des acteurs ayant répondu aux consultations publiques s'est exprimée en faveur des propositions de la CRE. Plusieurs acteurs ont indiqué que les activités qui faisaient l'objet d'un financement par le tarif de distribution devaient être limitées aux seules missions des gestionnaires de réseaux.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, pour la période tarifaire ATRD6, la CRE met en place une régulation incitative reposant sur les principes suivants :

- le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I de GRDF est maintenu, avec la possibilité pour GRDF de réviser cette trajectoire à mi-période tarifaire afin de lui offrir plus de souplesse dans l'adaptation de son programme. En fin de période ATRD6, GRDF présentera à la CRE un bilan financier de la R&D&I, et les montants non dépensés sur la période seront restitués aux consommateurs (via le CRCP), tandis que les dépassements de trajectoire resteront à la charge de l'opérateur ;
- la transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D&I sont renforcés au travers de deux exercices, dont le format fera l'objet d'un travail entre la CRE, GRDF et les autres opérateurs :
  - 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 biannuelle par GRDF d'un rapport à destination du public, dans la lignée du mécanisme actuellement en place. Les rapports devront être harmonisés entre les opérateurs disposant d'un mécanisme de régulation incitative de la R&D, 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 ;

- le guichet *smart grids* est étendu à GRDF : 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 pourra ainsi demander à mi-période tarifaire l'intégration à sa trajectoire des surcoûts de charges d'exploitation liés à ce type de projets. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets pourront être introduits ;
- GRDF consultera les acteurs de marché avant l'été 2021 sur les grands thèmes de recherche qu'il prévoit de développer.

## **2.6 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, auxquelles sont ajoutées les quantités injectées par les sites de production de biométhane, 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 m<sup>3</sup>) 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.

### **2.6.1 Description du dispositif de régulation incitative introduit dans le tarif ATRD5 et des adaptations retenues pour la période tarifaire ATRD6**

Les pertes et différences diverses se composent 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 permet de s'assurer *a posteriori*, sur la base des relevés des consommateurs finals, que chaque fournisseur paie bien le gaz effectivement consommé par ses clients (le gaz compensé étant valorisé à un prix de marché). Ces CED étaient considérés nuls en prévisionnel pour la période ATRD5. Pour la période ATRD6, des CED sont pris en compte pour 200 MWh en faveur de GRDF<sup>21</sup> ;
- le compte inter-opérateurs (CIO) entre GRDF et les GRT qui permet de régulariser les écarts de comptage aux PITD. Il est 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 notamment) et, d'autre part, les prix sur les marchés de gros. La CRE considère donc qu'une couverture de ces aléas par le CRCP est justifiée. 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 (80 % cf. paragraphe 2.3.3).

La délibération ATRD5 avait introduit une révision annuelle *ex post* du montant des charges prévisionnelles relatives aux pertes et différences diverses initialement couvertes par le tarif. La présente délibération reconduit ce

<sup>21</sup> Un sous comptage à l'interface transport-distribution et des biais de conversion amènent le réseau de GRDF à être « générateur » virtuellement de gaz en été. Les consommations des consommateurs raccordés au réseau de GRDF sont ainsi supérieures à ce qu'indique le comptage à l'interface transport-distribution. Ces volumes sont valorisés au prix spot.

mécanisme et l'adapte en lien avec la prise en compte des volumes de CED estivaux. Cette révision annuelle du montant de référence tient ainsi compte :

- des quantités de gaz réellement distribuées : le volume de référence est calculé comme le produit des quantités réellement distribuées et d'un taux de perte théorique défini au paragraphe 2.6.2 ;
- et des prix de marché constatés pour un panier de produits de référence prédéfini et décrit dans une annexe confidentielle à la présente délibération, dont la composition est modifiée, par rapport à la période ATRD5, pour tenir compte à la fois du programme d'achat de pertes de GRDF durant les périodes hivernales et des volumes de CED à valoriser à des prix moindres en été.

L'écart entre ce montant de référence annuel révisé 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.

Par ailleurs, le tarif ATRD5 prévoyait une couverture de l'écart entre le montant de référence révisé et les charges réelles de GRDF à hauteur de 70 %. Ce taux étant fixé à 80 % pour les opérateurs de transport de gaz et les opérateurs de transport et de distribution d'électricité, la CRE a proposé dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019 d'aligner le taux de couverture appliqué à GRDF sur celui des autres opérateurs. Une large majorité des répondants s'étant exprimée favorablement à cet alignement, la présente délibération met en œuvre le changement de taux de 70 % à 80 % de couverture de l'écart décrit ci-dessus.

### 2.6.2 Taux de pertes théorique retenu

GRDF a présenté à la CRE un programme d'achat de pertes correspondant à sa meilleure estimation sur la période ATRD6, décroissant d'environ 3 % par an sur la période en lien avec les gains permis par le projet de comptage évolué Gazpar :

Programme d'achats de pertes de GRDF	2020	2021	2022	2023
En volume (MWh)	1 618	1 548	1 489	1 457
En % des quantités distribuées prévisionnelles	0,57 %	0,55 %	0,53 %	0,52 %

Ce programme d'achat de pertes, en net retrait par rapport à celui de la période ATRD5, reflète les améliorations réalisées par GRDF au cours de la précédente période tarifaire, 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 projet de comptage évolué Gazpar) et une meilleure détection des consommations de points de comptage et d'estimation inactifs.

Dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019, la CRE notait, malgré cette baisse du volume d'achats, une différence entre le taux de pertes correspond à ce volume d'achats et le taux de pertes moyen réalisé à climat moyen sur la période ATRD5. Si une majorité de contributeurs s'est montrée favorable à la chronique de taux proposée par GRDF, certains fournisseurs ont demandé un ajustement à la baisse de la chronique pour prendre en compte le taux moyen ATRD5.

Comme expliqué au point précédent, la différence entre le volume d'achat de pertes et le volume de pertes réelles est due à l'existence de pertes « négatives » en été. En cohérence, avec les modalités de calcul des charges prévisionnelles de PDD décrites au paragraphe précédent, la CRE retient pour la période ATRD6, pour le calcul du taux théorique de pertes de GRDF, l'impact des CED estivaux, qui viendront compenser partiellement les volumes de pertes hivernales.

Les taux de pertes théoriques retenus par la CRE sont donc les suivants :

(en % des quantités distribuées)	2020	2021	2022	2023
Taux de pertes théoriques	0,50 %*	0,48 %	0,46 %	0,45 %

\* Ce taux de pertes « nettes » correspond à la moyenne constatée sur les 4 dernières années connues.

Ces taux prennent ainsi en compte :

- le programme d'achat de pertes de GRDF ;
- les CED estivaux ;
- et les gains de productivité liés au projet de comptage évolué Gazpar attendus sur la période ATRD6.



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

#### 3.1 Niveau des charges à couvrir

##### 3.1.1 Demande tarifaire de GRDF et principaux enjeux de l'opérateur

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

- poursuivre la politique de modernisation et l'adaptation du réseau pour garantir une amélioration continue du niveau de sécurité ;
- accompagner le développement des gaz d'origine renouvelable, notamment le biométhane ;
- 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 ;
- réussir la fin de la phase pilote et le lancement de la phase industrielle du projet dit « Changement de gaz », soit la conversion du gaz B vers du gaz H dans les Hauts-de-France.

La prise en compte des enjeux listés ci-dessus conduit GRDF à demander la couverture tarifaire, en 2020, d'un total de charges à couvrir de 3 208 M€ soit 39,6 M€ de moins que les dépenses réalisées en 2018 (soit - 1,2 %), compte tenu notamment de la baisse des charges de capital.

##### 3.1.2 Charges d'exploitation

###### 3.1.2.1 Demande de GRDF

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

en M€ courants	2018 Réalisé	2020	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation (demande initiale + mise à jour)	1 426	1 557	1 586	1 634	1 641

Pour les charges nettes d'exploitation, y compris les charges d'énergie, 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 hors énergie augmentent ensuite de + 1,9 % 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 » : en forte hausse, résultat combiné de la baisse des volumes et de la hausse des prix ;
- « Consommations externes » : le sous-poste « Achats de fournitures et travaux d'entretien » présente une hausse jusqu'en 2022 avant de baisser de manière significative en 2023 ; ces évolutions sont liées à la trajectoire d'investissement et au projet Gazpar en particulier, qui prend fin en 2023. Cette hausse est due à la mise en place d'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.

Par ailleurs, la forte hausse du sous poste « Autres » est justifiée par GRDF par (i) la mise en place d'un programme de sécurité relatifs aux conduits d'évacuation des fumées dans l'habitat collectif, (ii) la hausse de la trajectoire de charges d'assurance et (iii) une hausse des charges d'externalisation des indemnités de retraite sur la période ATRD6 pour tenir compte de la baisse des taux long terme qui affecte les engagements sociaux ;

- « Charges de personnel » : la hausse des dépenses est en lien avec l'évolution des rémunérations, partiellement compensée par la baisse du nombre de salariés ;
- « Autres charges de gestion courante » : la forte hausse de ces dépenses est principalement due à la hausse des redevances informatiques liée à la reprise par GRDF de la propriété des licences détenues auparavant par Engie IT ;
- « Production immobilisée » : la hausse de la trajectoire est liée à la hausse des investissements du fait du développement du biométhane et de la poursuite du déploiement de Gazpar notamment ;
- le projet « Changement de gaz », qui génère des charges exceptionnelles, avec une hausse importante à compter de la phase de déploiement massif en 2022.

### 3.1.2.2 Analyse de la CRE

#### 3.1.2.2.1 Enjeux identifiés par la CRE et approche retenue

- 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 a été particulièrement attentive, lors de son analyse, à ce que le cadre de régulation soit favorable à la sécurité du réseau, en retenant notamment l'ensemble des demandes de GRDF liées à la sécurité.

- La transition énergétique a des conséquences sur la gestion des infrastructures et implique une vigilance renforcée sur les coûts futurs

La transition énergétique oblige l'ensemble des acteurs des systèmes gaziers, opérateurs mais aussi régulateur, à penser différemment.

Les gestionnaires de réseaux doivent parvenir à concilier deux tendances contradictoires :

- la baisse des consommations de gaz, portée notamment par les actions de maîtrise de la demande d'énergie ;
- l'apparition de nouveaux coûts pour permettre notamment l'insertion des gaz renouvelables sur les réseaux.

Afin de maîtriser l'évolution des tarifs futurs, dans un contexte de diminution prévisible des consommations, les évolutions des missions des gestionnaires de réseaux doivent être mises en œuvre, le plus possible, en mobilisant les ressources existantes.

- Accompagner la phase industrielle du projet « Changement de gaz »

La période tarifaire ATRD6 verra le début de la phase industrielle du projet « Changement de gaz ». 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. Compte-tenu des enjeux associés à ce projet et des incertitudes sur son calendrier de mise en œuvre, la CRE fixera le cadre applicable pour la période 2021-2029 ainsi que les trajectoires définitives, à l'issue de la phase pilote, soit fin 2020.

- L'innovation chez les opérateurs doit être encouragée

L'innovation et les possibilités nouvelles offertes par la révolution numérique sont un levier afin d'optimiser les coûts associés aux transformations des réseaux imposés par la transition énergétique. Les gestionnaires de réseaux doivent favoriser le recours à ces solutions innovantes si elles permettent de réduire les coûts totaux pour la collectivité et/ou les risques de surinvestissement voire de coûts échoués.

Par ailleurs, du fait de leur rôle central au sein du système gazier, les gestionnaires de réseaux doivent aussi être les facilitateurs de l'innovation pour les utilisateurs de leurs infrastructures.

La CRE considère que les gestionnaires de réseaux doivent disposer des ressources nécessaires pour mener à bien ces projets d'innovation, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs des réseaux en pleine modernisation et notamment faire évoluer leurs outils d'exploitation des réseaux. Les gestionnaires de réseaux se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

- Approche retenue par la CRE pour l'analyse des charges nettes d'exploitation

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.

La trajectoire de charges nettes d'exploitation fixée par la CRE correspond à une enveloppe globale. GRDF a en conséquence la liberté de répartir cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de ses choix.

Pour ces raisons, la CRE a demandé à GRDF de présenter sa 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.

La CRE a sollicité 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 de GRDF, a été publié en même temps que le document de consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019.

Cet audit a permis à la CRE de disposer d'une vision claire et complète des charges et produits d'exploitation de GRDF constatés lors de la période ATRD5 ainsi que des charges d'exploitation prévisionnelles présentées par l'opérateur pour la période tarifaire à venir (période 2020-2023). Plus précisément, cet audit avait 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 en faveur du raccordement des consommateurs.

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 de l'auditeur.

A la suite de la consultation publique, les échanges se sont poursuivis entre GRDF et la CRE sur un certain nombre de postes des charges nettes d'exploitation. Le niveau finalement retenu par la CRE est le résultat de l'ensemble de ces travaux, de ces échanges avec GRDF et de ses analyses sur les ajustements recommandés par l'auditeur.

### 3.1.2.2.2 Analyse de la trajectoire des charges d'exploitation

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
<b>Trajectoire auditeur (après efficience)</b>	<b>1 515</b>	<b>1 536</b>	<b>1 585</b>	<b>1 572</b>
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 », « Achats d'énergie », et de manière transversale sur le projet « Biométhane ». La CRE, dans le cadre des travaux réalisés depuis la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019 a procédé à un certain nombre de retraitements de cette trajectoire. Les principaux ajustements qu'elle retient par rapport à la demande de GRDF sont présentés ci-après.

#### **Projet « Biométhane »**

Dans son dossier tarifaire, GRDF présente 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 sont 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, estiment 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* ».

En lien avec ces orientations, la CRE retient l'hypothèse d'un volume total de 6 TWh de biométhane injecté à horizon 2023, tous réseaux confondus, tel que prévu par le projet de PPE, soit une baisse de - 40 % des trajectoires demandées par GRDF.

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 estimé par le consultant est une réduction des charges nettes d'exploitation d'environ 4 M€ par an (soit 15 M€ sur la période ATRD6, distribués 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 « Achats de matière et fourniture » (- 14 M€/an en moyenne, soit - 57 M€ en cumulé) et des charges de personnel (- 5,6 M€/an, soit - 22,3 M€ en cumulé).

#### Analyse de la CRE

La CRE partage l'analyse générale de l'auditeur sur la réduction des charges d'exploitation, en cohérence avec un objectif d'injection de 4,8 TWh à horizon 2023, pour les postes proportionnels aux volumes injectés. La CRE considère, comme l'auditeur, que les charges d'exploitation associées aux postes « Informatiques et Télécoms » et « R&D » doivent être considérées comme indépendantes des volumes injectés.

En revanche, concernant les charges de personnel, la CRE tient compte des effectifs de GRDF à fin 2019 pour fixer la trajectoire sur la période 2020-2023.

Par conséquent, la CRE retient pour la période ATRD6 une trajectoire d'effectifs stable pour le projet biométhane, égale aux effectifs 2019, tels qu'ils figurent dans le dossier tarifaire initial de GRDF (113 ETP).

Cette trajectoire permet à GRDF de réaliser les zonages de raccordement et de gérer l'afflux de demandes de raccordement en début de période tarifaire.

Au final, la CRE retient, s'agissant du biométhane, les ajustements suivants :

- - 3,6 M€ en moyenne par an sur le poste « Charges de personnel » ;
- - 21,0 M€ en moyenne par an sur le poste « Consommations externes » ;
- + 22,7 M€ en moyenne par an sur le poste « Produits d'exploitation ».

#### Charges de personnel

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 l'hypothèse d'évolution du SNB retenue par l'auditeur, inférieure à celle utilisée par GRDF ;
- de la référence prise pour estimer les charges de la période ATRD6 : l'auditeur a pris la moyenne des années 2016 à 2018. En effet, les années 2017 et 2018 présentent des décalages de versements des rémunérations variables que l'auditeur a corrigés en prenant une moyenne pluriannuelle ;
- 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 réalisée sur la période ATRD5, soit 93 %.

#### Analyse de la CRE

La CRE partage les conclusions de l'auditeur concernant les deux ajustements suivants :

- le recalage de la référence à prendre en compte pour estimer les charges de la période ATRD6 ;
- la diminution de la trajectoire du poste « Intéressement et abondement » sur la période ATRD6.

En revanche, en cohérence avec la décision prise pour les GRT de gaz naturel, la CRE n'a pas retenu l'ajustement de l'auditeur s'agissant des hypothèses d'évolution du salaire national de base (SNB) du régime des industries électriques et gazières.

Hors biométhane, le montant des ajustements réalisés sur les charges de personnel retenu par la CRE est de - 2,0 M€ en moyenne par an sur la période ATRD6.

### **Immobilier – Redevances – Locations**

La trajectoire de l'auditeur est inférieure d'environ 9 M€ par an en moyenne sur l'ensemble du poste (- 36 M€ en cumulé sur l'ensemble de la période ATRD6). Dans le détail, ces ajustements correspondent essentiellement à :

- - 2 M€/an sur le sous-poste « immobilier » (soit - 2,2 %) : l'auditeur a construit sa propre trajectoire ;
- - 5 M€/an sur le sous-poste « redevances » (soit - 8,5 %) : l'auditeur a retenu 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 ;
- - 1 M€/an sur le sous-poste « informatique » (- 55,8 %) : ces dépenses ont été considérées constantes à partir de 2018 en euros constants.

### **Analyse de la CRE**

La CRE partage les conclusions de l'auditeur concernant les deux ajustements suivants :

- l'ajustement de la trajectoire du sous-poste « immobilier » ;
- la stabilisation des dépenses du sous-poste « informatique » au niveau de 2018.

En revanche, dans ses échanges avec la CRE postérieurs à l'audit, GRDF a proposé une nouvelle trajectoire du sous-poste « redevances », intégrant une mise à jour du rythme de renouvellement des contrats de concession, pour intégrer les retards pris dans les négociations nationales et prendre en compte un rattrapage dès 2021. L'impact de cette mise à jour correspond à un ajustement de sa trajectoire initiale d'environ 7 M€ pour 2020. La CRE retient pour la période ATRD6 la trajectoire révisée de GRDF.

### **Impayés (poste intégralement au CRCP)**

La CRE a pris en compte dans la délibération tarifaire ATRD5 les conséquences de la décision du CoRDiS du 19 septembre 2014<sup>22</sup>, en application de laquelle les GRD doivent supporter les coûts de la part acheminement des factures impayées des consommateurs, en intégrant les charges correspondantes au CRCP.

Lors de la dernière évolution annuelle (1<sup>er</sup> juillet 2019), la CRE a corrigé la façon dont ces charges étaient traitées, en se fondant 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.

### **Analyse de la CRE**

La CRE retient la trajectoire recommandée par l'auditeur, qui conduit à un ajustement de - 1,1 M€ en moyenne par an sur la période ATRD6.

### **Pertes et différences diverses (poste partiellement au CRCP)**

L'auditeur a retenu un ajustement de - 1,5 M€/an (- 5,8 M€ sur l'ensemble de la période) de la demande de GRDF en lien avec la prise en compte de prix de marchés plus récentes et plus basses que dans la demande de GRDF.

### **Analyse de la CRE**

La CRE a poursuivi, suite à la consultation publique, son analyse du poste « pertes et différences diverses ». Comme indiqué au paragraphe 2.6.2, cette analyse a conduit la CRE à diminuer le taux de pertes théorique pris en compte pour la régulation incitative des pertes, en lien avec les différents effets de comptage observés l'été et la saisonnalité des achats de pertes exposée par GRDF. En cohérence, la CRE adapte la trajectoire prévisionnelle de charges du poste « pertes et différences diverses », en y intégrant la valorisation de 200 MWh de CED, en faveur de GRDF, au prix de marché à terme sur les périodes estivales. L'impact de cet ajustement est de - 3 M€/an.

La trajectoire retenue par la CRE est résumée dans le tableau suivant :

<sup>22</sup> Décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE en date du 19 septembre 2014 sur le différend qui oppose la société POWEO DIRECT ENERGIE à la société GRDF relatif au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel.

	2018	2020	2021	2022	2023
Trajectoire de volume de pertes hivernales (MWh)		1 618	1 548	1 489	1 457
Trajectoire PDD GRDF (demande initiale, M€ courants)		37,3	33,3	32,2	31,5
Trajectoire PDD GRDF (demande mise à jour, M€ courants)		34,9	33,1	31,9	31,1
Trajectoire PDD auditeur (M€ courants)		32,1	31,9	30,9	30,3
Valorisation des CED estivaux		- 3,0	- 3,0	- 3,0	- 3,0
<b>Trajectoire PDD CRE (M€ courants)</b>	<b>28,4*</b>	<b>29,1</b>	<b>28,9</b>	<b>27,9</b>	<b>27,3</b>
Impact sur la demande mise à jour de GRDF (M€ courants)		- 5,8	- 4,2	- 4,0	- 3,8

\* Charge réellement supportée par GRDF au titre des PDD en 2018.

La trajectoire de référence est mise à jour annuellement et ce montant est celui retenu dans le revenu autorisé définitif calculé chaque année pour la mise à jour annuelle du tarif. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire initiale est donc prise en compte à 100% au CRCP. Par ailleurs, 80 % de la différence, positive ou négative, entre le montant réellement supporté par GRDF et le montant de référence est couverte par le CRCP (cf. paragraphe 2.6).

#### **Incitation en faveur du raccordement des consommateurs**

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 selon trois grands types d'actions :

- actions d'animation de filière (90 M€ sur la période ATRD6) ;
- aides (60 M€ sur la période ATRD6) ;
- programme de R&D (20 M€ sur la période ATRD6).

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 des installations fonctionnant au fioul.

#### **Analyse de la CRE**

Les orientations de politique énergétique du Ministre estiment cependant 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 développer le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz ».

Au regard de ces éléments et des enjeux identifiés, la CRE a indiqué dans la consultation publique envisager de supprimer le mécanisme incitatif mis en place par le tarif ATRD5.

Toutefois, 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 a indiqué considérer qu'il est pertinent de permettre à GRDF de mener des actions pour stabiliser son portefeuille de consommateurs.

En conséquence, les orientations envisagées par la CRE dans la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019 renaient un budget de 22,5 M€/an, soit 90 M€ sur la période ATRD6, pour permettre à GRDF de recentrer ses dépenses sur l'animation de filière et en particulier sur les actions de conversion fioul-gaz.

La majorité des acteurs s'est montrée favorable aux orientations de la CRE, se félicitant notamment de l'objectif de suppression des installations au fioul. Les avis divergent en revanche, sur le budget envisagé par la CRE, certains acteurs considérant qu'il est trop faible et d'autres trop élevé.

La CRE a poursuivi ses échanges sur le sujet avec GRDF. Au regard des analyses complémentaires qui ont été menées, du retour des acteurs, et du courrier d'orientation de politique énergétique, la CRE considère que pour la période ATRD6, les dépenses de GRDF doivent être recentrées :

- d'une part, sur l'animation de filière, en particulier parce que cette dernière est également pour GRDF un moyen de renforcer la sécurité de l'ensemble de la chaîne du gaz. Elle retient en conséquence une partie du budget demandé par GRDF dédié à l'animation de filière, soit 7,5 M€/an (30 M€ sur la période ATRD6) ;
- d'autre part, sur des actions en faveur de la transition énergétique et en priorité sur la suppression rapide des installations au fioul. En conséquence, la CRE retient l'ensemble du budget demandé par GRDF dédié aux actions de conversion fioul-gaz, soit 17,5 M€/an (70 M€ sur la période ATRD6).

En conséquence, la CRE supprime le mécanisme incitatif en faveur du raccordement des consommateurs, en vigueur dans le tarif ATRD5, et retient un budget de charges nettes d'exploitation de 25 M€/an, soit 100 M€ sur la période ATRD6.

### **Projet « Changement de gaz »**

Le projet « Changement de gaz » vise à convertir une partie de la région des Hauts-de-France, qui était jusque-là alimentée en gaz naturel à bas pouvoir calorifique issu du gisement de Groningue aux Pays-Bas, qui est en cours de déplétion, pour lui permettre d'accepter du gaz à haut pouvoir calorifique et, ainsi, assurer la sécurité d'approvisionnement de 1,3 million de consommateurs de cette région. Ce projet, qui représente près de 400 M€ de charges d'exploitations supplémentaires<sup>23</sup> pour GRDF d'ici à 2029, implique notamment pour GRDF d'effectuer des adaptations sur les installations intérieures des consommateurs de gaz de la région (environ 3 visites par consommateur en moyenne).

Les orientations de politique énergétique indiquent que les tarifs ATRD devraient permettre « *de financer les dispositifs d'aide mentionnés à l'article 183 de la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019* ».

Les trajectoires financières du projet « Changement de gaz » ont fait l'objet d'une décision de la CRE le 12 avril 2018<sup>24</sup> 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 2018<sup>25</sup>. 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 modalités de couverture des charges d'exploitation pour la phase de déploiement industriel (2021-2029) seront fixées dans une délibération ultérieure en tenant compte notamment de l'éventuelle accélération du projet et du retour d'expérience de la phase pilote, soit fin 2020 au plus tôt.

Par ailleurs, la loi de finances pour 2019<sup>26</sup> a introduit l'obligation pour GRDF de faciliter le remplacement des appareils ne pouvant être adaptés, dans le cadre du projet de conversion, notamment au moyen d'une prise en charge financière par les tarifs de distribution des coûts de remplacement de ces appareils, dans la limite de montants plafonds définis par décret<sup>27</sup> et d'un périmètre des bénéficiaires précisé par arrêté<sup>28</sup>.

Aussi, la CRE retient pour la trajectoire de la période ATRD6 :

- pour l'année 2020 :
  - les charges nettes d'exploitation indiquées dans la délibération n° 2018-080 du 12 avril 2018 susmentionnée, soit 18,9 M€ ;
  - les charges nettes d'exploitation associées au remplacement des appareils non adaptables anticipées par GRDF pour 2020, révisées pour tenir compte des coûts unitaires observés sur les premières zones, soit 3,1 M€ ;
- pour les années 2021 à 2023, la demande de GRDF formulée dans son dossier tarifaire : fin 2020, la CRE fixera le cadre applicable pour la prise en charge financière de ce projet pour les années 2021 à 2029, la différence entre les trajectoires retenues dans la présente délibération (soit 69,9 M€ en moyenne par an),

<sup>23</sup> Hors coût de remplacement des appareils non adaptables.

<sup>24</sup> 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<sup>er</sup> juillet 2018.

<sup>25</sup> 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.

<sup>26</sup> Article 183 de la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019.

<sup>27</sup> Décret n° 2019-114 relatifs aux aides financières mentionnées au II de l'article 183 de la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019.

<sup>28</sup> Arrêté du 20 février 2019 relatifs aux aides financières mentionnées au II de l'article 183 de la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019.

et les montants de charges qui seront finalement retenus seront prises en compte au CRCP selon des modalités fixées à la suite du retour d'expérience de la phase pilote.

**R&D**

GRDF a présenté une demande en hausse sur le poste « R&D » 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 du 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.

Analyse de la CRE

Au regard des positions exprimées par certains acteurs dans le cadre de la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019, et notamment sur le rôle apporté par GRDF dans l'élaboration des procédures et dans la mise en œuvre d'actions contribuant à la sécurisation des installations de gaz naturel, la CRE considère que :

- l'augmentation des dépenses de R&D anticipées par GRDF sur son périmètre historique n'est pas justifiée et doit être limitée au niveau de dépenses de 2018 augmenté de l'inflation prévisionnelle sur la période ATRD6 ;
- en revanche, l'inclusion des sous-postes « compatibilité nouveaux gaz / nouveaux usages » et « flexibilité, connaissance client, complémentarité des réseaux » dans le périmètre de R&D de GRDF est légitime, de même que la prise en compte de la seule partie du sous-poste « sécurité aval et réglementation » qui permet d'assurer une continuité avec les programmes menés par GRDF en ATRD5 sur l'évacuation de produits de combustion.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire de R&D suivante pour la période ATRD6 :

<i>en M€ courants</i>	2020	2021	2022	2023
Trajectoire de R&D	15,4	15,7	15,9	16,2

La trajectoire des charges de R&D fait l'objet d'une incitation asymétrique décrite dans le paragraphe 2.5 de la délibération.

**Sécurité des habitations collectives**

Pour la période ATRD6, GRDF demande un budget ciblé relatif à la sécurité des habitations collectives qui se décompose en deux actions :

- la mise en place d'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 (5,8 M€ par an en moyenne) ;
- des 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 (3,1 M€ en moyenne par an). Cette demande est liée à la R&D effectuée par GRDF sur l'évacuation des produits de combustion.

Analyse de la CRE

Au vu des réponses apportées à la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019 et des éléments complémentaires exposés par GRDF lors de son audition devant les membres du collège de la CRE, cette action pourrait contribuer à améliorer la sécurité de l'usage du gaz en réduisant les risques d'intoxication liés à la production de monoxyde de carbone.





En conséquence, au motif de la sécurité présenté par GRDF, la CRE retient finalement l'intégralité de la demande sur le programme de sécurité dans les habitations collectives.

### Analyse de l'efficience 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.

L'auditeur considère qu'au regard des performances passées de GRDF, et afin d'atteindre un niveau de performance cohérent avec ces dernières, une enveloppe d'efficience supplémentaire de 11,3 M€/an (soit 45 M€ en cumulé sur la période en se basant sur une montée en puissance progressive des actions de performance sur la période) est nécessaire.

### Analyse de la CRE

A l'issue des ajustements poste par poste retenus par la CRE, le niveau des charges nettes d'exploitation de GRDF sur la période ATRD6 se situe au-delà d'une évolution à l'inflation des charges réalisées en 2018. Cette hausse est justifiée, selon GRDF, par la prise en compte du projet de conversion de la zone B qui génère des charges additionnelles, partiellement compensées par les efforts de productivité engagés par l'opérateur.

La CRE partage cette analyse mais souligne que la période ATRD6 est aussi celle pendant laquelle les gains sur les charges d'exploitation associés au projet Gazpar doivent se matérialiser. En conséquence, et afin d'assurer que le consommateur final bénéficiera, à terme, des baisses de charges pour GRDF associées au projet Gazpar, la CRE décide d'appliquer un objectif d'efficience pour GRDF, équivalent à une baisse de 0,2 % des CNE sur la période.

Elle retient la trajectoire d'efficience additionnelle suivante :

<i>en M€ courants</i>	2020	2021	2022	2023
Trajectoire de performance additionnelle	- 0,0	- 3,3	- 5,0	- 6,7

### Synthèse de l'analyse de la CRE<sup>29</sup>

A titre de synthèse, les tableaux suivants présentent la trajectoire des charges nettes d'exploitation, résultant des ajustements retenus par la CRE pour le tarif ATRD6.

<i>en M€ courants</i>	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023
Demande de GRDF		1 557	1 586	1 634	1 641
Ajustement retenu par la CRE		- 43	- 40	- 40	- 59
<b>Trajectoire retenue par la CRE</b>	1 426 <sup>30</sup>	1 514	1 545	1 595	1 582

<i>en M€ courants (hors énergie)</i>	Réalisé 2018	2020	2021	2022	2023
Demande de GRDF		1 522	1 552	1 602	1 610
Ajustement retenu par la CRE		- 37	- 36	- 36	- 55
<b>Trajectoire retenue par la CRE</b>	1 398 <sup>31</sup>	1 485	1 517	1 567	1 555

La trajectoire retenue par la CRE octroie à GRDF :

- une hausse des charges d'exploitation liées à la sécurité, avec le financement, en plus des programmes déjà couverts pendant la période ATRD5, d'un programme de traitement des anomalies du bâti et de remplacement des conduits dans les immeubles collectifs ;
- des charges additionnelles liées au remplacement des appareils non adaptables dans le cadre du projet « Changement de gaz », qui n'avaient pas été prévues initialement dans les trajectoires fixées pour la phase pilote ;

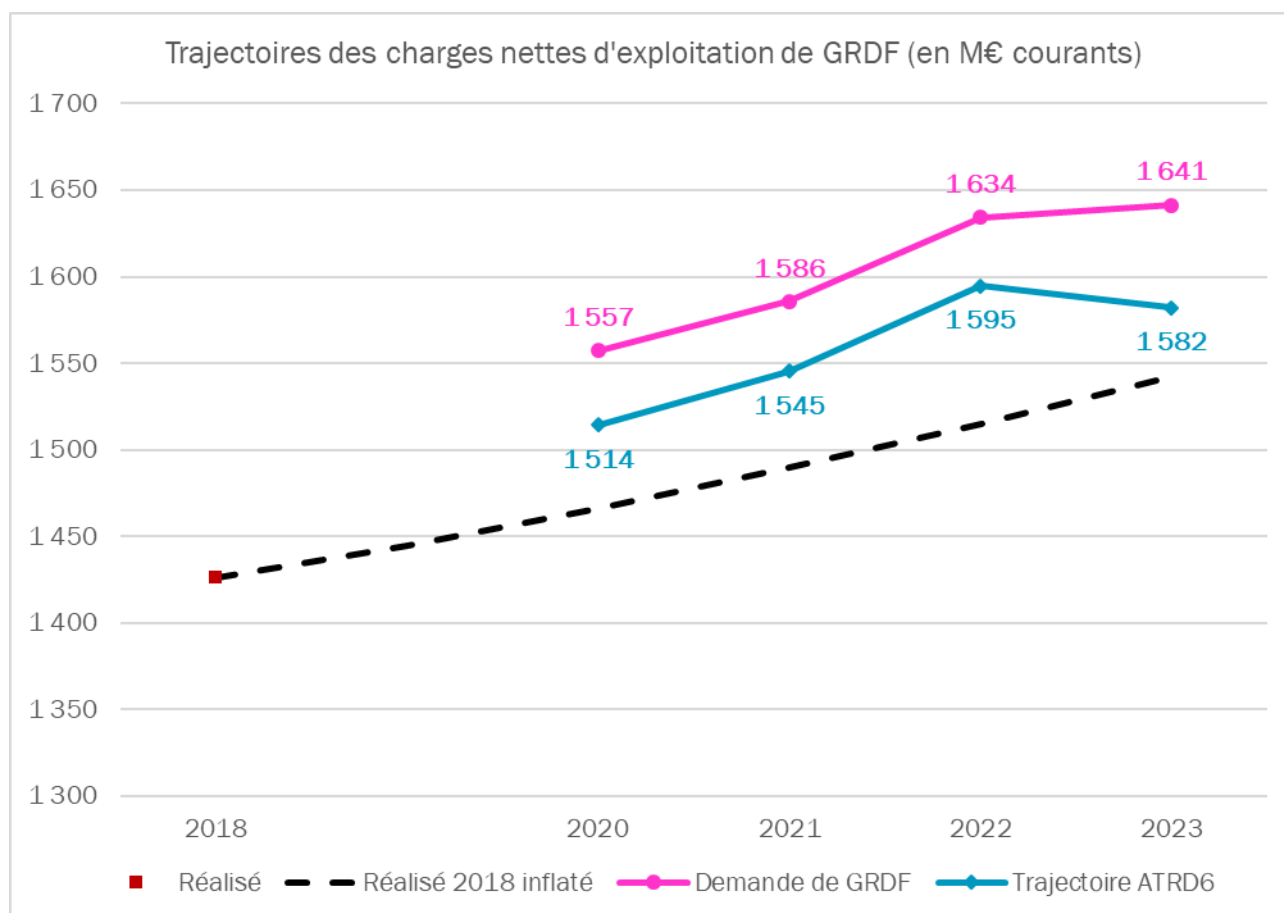
<sup>29</sup> Dans le présent document, tous les montants sont arrondis. Toutefois, les résultats finaux utilisent uniquement des valeurs intermédiaires exactes non arrondies. De ce fait, il peut parfois survenir un très léger écart entre la somme des valeurs intermédiaires et les valeurs totales. Seules ces valeurs totales font foi.

<sup>30</sup> Dépenses réalisées.

<sup>31</sup> Dépenses réalisées.

- un renforcement de la R&D, en particulier sur l'arrivée des nouveaux gaz dans les réseaux (développement de l'injection d'hydrogène dans les réseaux notamment) ;
- un recentrage des actions en faveur du raccordement des consommateurs (i) sur l'animation de la filière qui devra comporter une part accrue de dépenses liées à la sécurité, ainsi que (ii) sur la conversion fioul-gaz afin de supprimer, le plus rapidement possible, les installations fonctionnant au fioul ;
- les moyens d'atteindre les objectifs d'injection de biométhane fixés par le projet de PPE à horizon 2028.

Ainsi, la trajectoire fixée par la CRE prévoit une hausse de 6,18 % des charges nettes d'exploitation de GRDF, entre 2018 et 2020 (+ 6,25 % hors énergie). Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de + 1,48 % par an en moyenne sur la période 2020-2023 (+ 1,55 % par an hors énergie).



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

### 3.1.3 Calcul des charges de capital normatives

#### 3.1.3.1 Coût moyen pondéré du capital (CMPC)

Les principes de calcul des charges de capital (notamment la méthodologie de détermination des différents paramètres fondant le calcul du CMPC dans une méthodologie MEDAF (cf. paragraphe 2.1.2.1) ont été reconduits sans modification lors des exercices tarifaires précédents. La CRE a toutefois modifié, dans les différents tarifs, son appréciation du CMPC de l'activité de distribution de gaz naturel.

#### Demande de GRDF

Le CMPC est fixé à 5,00 % dans le tarif ATRD5. La demande de GRDF a été établie en utilisant un CMPC en baisse par rapport à celui du tarif ATRD5, soit 4,80 % (réel, avant impôts). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude sollicitée par les opérateurs gaziers auprès d'un consultant externe.

#### Analyse de la CRE

La CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du CMPC. Par ailleurs, elle a fait réaliser une étude par un prestataire externe dont le but a été d'auditer la demande de rémunération du capital de GRDF. Cette étude a été publiée dans le cadre de la consultation publique d'octobre 2019 et de la présente délibération.

A l'occasion de la consultation publique d'octobre 2019, la CRE a publié une fourchette de CMPC envisagée de 3,50 % à 4,10 % (réel avant impôts).

Parmi les contributeurs à cette consultation publique, un grand nombre des parties prenantes ont indiqué que la fourchette envisagée par la CRE était justifiée, notamment au vu des conditions de marché actuelles, et ont accueilli favorablement la baisse du CMPC envisagée par la CRE, par rapport à celui en vigueur sur la période ATRD5. Les opérateurs d'infrastructures gazières et leurs actionnaires ont de leur côté défendu une stabilité ou une baisse plus réduite du CMPC par rapport à celui en vigueur sur la période ATRD5.

Le CMPC est calculé par application des formules suivantes :

$$\text{CMPC nominal avant IS} = \left[ \frac{(\text{TSR} + \text{spread de dette}) \times (1 - \text{déductibilité des charges financières} \times \text{IS})}{(1 - \text{IS})} \right] \times g + \frac{(\text{TSR} + \beta \times \text{PRM})}{(1 - \text{IS})} \times (1 - g)$$

$$\text{CMPC réel avant IS} = (1 + \text{CMPC nominal avant IS}) / (1 + \text{inflation}) - 1$$

Pour le tarif ATRD6, la CRE retient un CMPC (réel, avant impôt) de 4,10 % pour rémunérer la BAR de GRDF. Les valeurs retenues par la CRE pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :

Paramètres du CMPC ATRD6	
Taux sans risque nominal (TSR)	1,7 %
Spread de la dette	0,9 %
Bêta de l'actif	0,48
Bêta des fonds propres (β)	0,83
Prime de risque de marché (PRM)	5,2 %
Levier (dette/(dette+fonds propres)) (g)	50 %
Taux d'impôt sur les sociétés (IS)	28,02 %
Déductibilité fiscale des charges financières	100 %
Coût de la dette (nom., avant IS)	2,6 %
Coût des fonds propres (nom., avant IS)*	8,4 %
<b>CMPC (nominal, avant IS)</b>	<b>5,5 %</b>
Inflation	1,3 %
<b>CMPC (réel, avant IS)</b>	<b>4,10 %</b>

\* Soit une rémunération des fonds propres nominale après IS de 6,0 % (6,1 % pour le tarif ATRD5).

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

- Le taux sans risque retenu s'établit à 1,7 %. Il est en retrait de 110 points de base par rapport à celui retenu pour la période tarifaire ATRD5 (2,8 %). Cette baisse est justifiée par la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt. La méthode retenue par la CRE pour estimer le taux sans risque applicable dans le calcul du CMPC du tarif ATRD6 est inchangée par rapport à celle retenue pour le tarif ATRD5.

La CRE appuie sa décision relative à la valeur du taux sans risque sur l'observation des rendements des obligations de l'Etat français (« OAT »), considérés comme les placements les moins risqués, sur une période de 10 ans, et pour des OAT de maturité 10 ans. Ces paramètres, utilisés pour l'ensemble des tarifs d'infrastructures régulées, avaient conduit à fixer le taux sans risque à 2,8 % dans le tarif ATRD5. La maturité de 10 ans de l'OAT est la plus couramment utilisée par les régulateurs sectoriels. Une période d'observation de 10 ans de l'OAT de maturité 10 ans permet, par ailleurs, de prendre en compte les évolutions des marchés financiers, tout en maintenant une relative stabilité et une prévisibilité des conditions de rémunération des infrastructures d'énergie en France.

- Le bêta de l'actif – fixé à 0,48 – est en hausse par rapport au niveau retenu pour la période du tarif ATRD5 (0,40).

La CRE appuie sa décision relative à la valeur du bêta de l'actif sur les observations de marché et les bêtas de l'activité des opérateurs gaziers en Europe. Elle prend également en considération l'accroissement significatif du contexte d'incertitude sur les perspectives du gaz à long terme en France, compte tenu notamment des anticipations de baisse des consommations de gaz envisagées en France et du risque de coûts échoués dans le cadre du projet de PPE. Si les risques respectifs des activités de transport et de distribution demeurent encore légèrement différents, la CRE estime que l'écart de risque entre ces deux activités s'est réduit depuis la précédente période.

- Par ailleurs, la CRE prend en compte les évolutions prévues par le projet de loi de finances pour 2020 qui modifie le taux normal d'imposition sur les sociétés de manière progressive jusqu'en 2022 où le taux normal d'imposition sur les sociétés de 25,0 % s'appliquera uniformément à l'ensemble des sociétés. La CRE retient donc, pour la période ATRD6, un taux d'impôt sur les sociétés de 28,02 %, construit comme la moyenne des taux d'imposition sur les sociétés applicables à GRDF sur la période 2020-2023. L'effet de cette baisse du taux d'imposition représente environ 30 points de base dans la baisse du CMPC du tarif ATRD6 par rapport à celui en vigueur sur la période ATRD5.

### 3.1.3.2 Investissements

Le calcul de la BAR et des charges de capital pour le tarif ATRD6 prend en compte les prévisions d'investissement fournies par GRDF.

La trajectoire des dépenses d'investissement de GRDF sur la période ATRD6 est marquée par une accélération des dépenses d'investissement, avec des dépenses moyennes de 1 013,5 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 888,4 M€ par an au cours de la période ATRD5. Cette augmentation est notamment due à la poursuite du projet 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'investissement suivantes au cours de la période ATRD6 :

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	30,9	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	43,1	43,3	42,8	58,1
<b>Sous-total hors projets</b>	<b>747,3</b>	<b>708,4</b>	<b>761,5</b>	<b>791,6</b>	<b>780,7</b>	<b>760,6</b>	<b>729,0</b>
Biométhane	20,1	36,8	59,7	73,5	92,7	65,7	14,3
Comptage intelligent	198,2	246,6	236,1	187,8	37,9	177,1	140,1
Projet Changement de Gaz	4,8	10,7	8,5	11,3	10,1	10,1	4,9
<b>Sous-total projets</b>	<b>223,1</b>	<b>294,2</b>	<b>304,3</b>	<b>272,6</b>	<b>140,7</b>	<b>253,0</b>	<b>159,3</b>
<b>Total général</b>	<b>970,5</b>	<b>1 002,6</b>	<b>1 065,8</b>	<b>1 064,2</b>	<b>921,4</b>	<b>1 013,5</b>	<b>888,4</b>
<b>Total hors comptage intelligent</b>	<b>772,3</b>	<b>755,9</b>	<b>829,8</b>	<b>876,4</b>	<b>883,5</b>	<b>836,4</b>	<b>748,3</b>

\*Hypothèse d'inflation prévisionnelle de GRDF : 1,3 %/an

\*\*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€/an sur la période ATRD6, contre 140,1 M€/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 (nettes des participations des producteurs) moyennes sur la période de 65,7 M€/an, alors qu'elles étaient de 14,3 M€/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 et extensions mutualisées) à hauteur de 20 M€/an ;

- une hausse des dépenses d'investissement de sécurisation des ouvrages<sup>32</sup> (réseau parisien et conduites montantes d'immeubles notamment), qui portent principalement sur la modernisation du réseau. En moyenne estimés à 343,9 M€/an (contre 305,8 M€/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 ;
- une stabilité des dépenses d'investissement relevant des immobilisations incorporelles, estimées par GRDF sur la période ATRD6 à 118,5 M€/an (contre 118,2 M€/an sur la période précédente), liée, d'une part, à la hausse des dépenses relevant du projet de migration SAP S/4HANA 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. Au regard de ces éléments et en cohérence avec les orientations de politique énergétique du ministre, estimant 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.

La CRE s'est interrogée sur certaines évolutions de la trajectoire d'investissement demandée par GRDF pour la période ATRD6, en particulier concernant les dépenses associées au développement de la filière biométhane, qui reposent 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 les orientations de politique énergétique du ministre (soit 6 TWh de biométhane injecté dans l'ensemble des réseaux de gaz à cet horizon).

La CRE rappelle que les investissements (à l'exception de ceux hors réseaux faisant l'objet d'une régulation spécifique - cf paragraphe 2.3.2.2) sont couverts sur la base des investissements effectivement réalisés. Ainsi, dans la mesure où les écarts avec la trajectoire prévisionnelle seront couverts à travers le CRCP, la CRE retient l'intégralité des prévisions d'investissement dans la demande de GRDF.

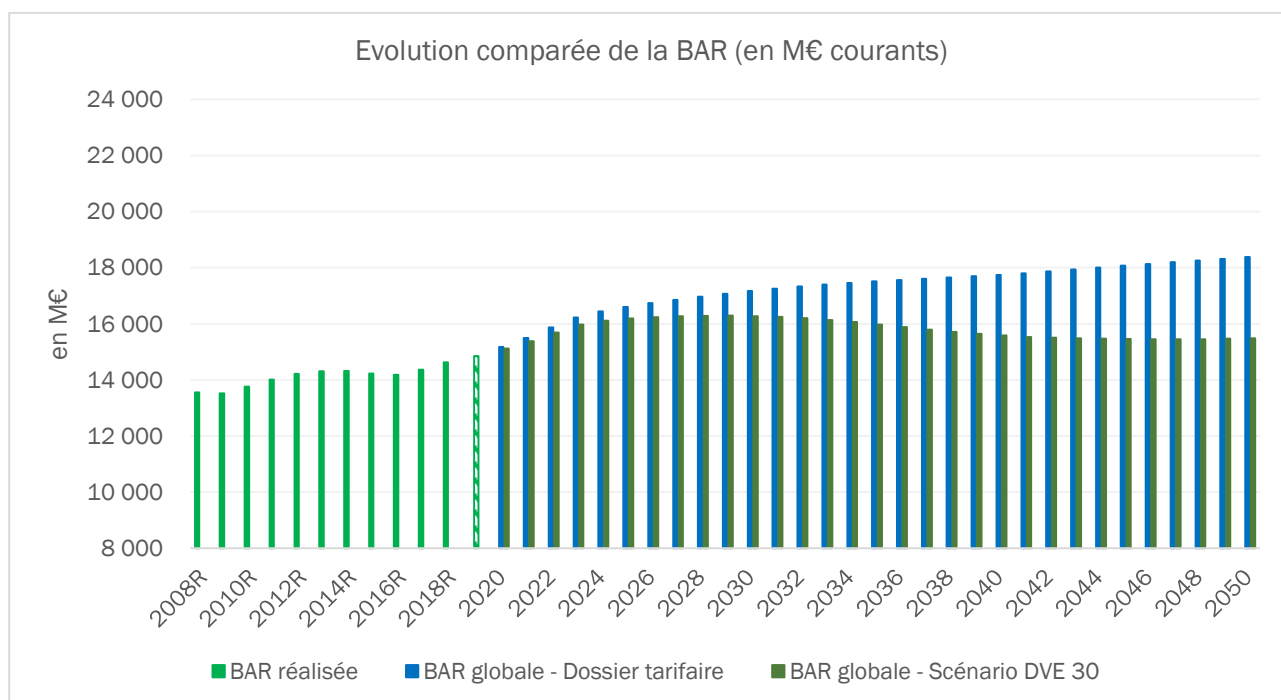
### 3.1.3.3 Réduction de la durée d'amortissement des ouvrages de raccordement

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

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

La réduction de la durée régulatoire d'amortissement implique une augmentation des charges de capital normatives sur la période tarifaire à venir, toutes choses égales par ailleurs, mais contribue en parallèle à accélérer la diminution de la BAR. Elle est neutre pour le consommateur sur le long terme.

<sup>32</sup> Ces investissements sont inclus dans le poste « déplacements et adaptation des ouvrages ».



Avec une hypothèse d'inflation considérée de 1,3 %/an, projections de GRDF.

Considérant que la proposition de GRDF constitue un comportement d'opérateur prudent, la CRE a interrogé le marché sur ce point spécifique à l'occasion de la consultation publique d'octobre 2019. La plupart des contributeurs a accueilli favorablement la proposition de GRDF en considérant qu'elle contribue à la soutenabilité du tarif à long-terme. De plus, la majorité des contributeurs a estimé qu'il s'agit d'une solution pragmatique en réponse au risque de faire supporter aux consommateurs des coûts échoués à long terme. Enfin, de nombreux acteurs ont souligné le contexte favorable de la baisse concomitante du taux de rémunération qui permet de mettre en œuvre cette réduction sans engendrer de hausse tarifaire importante.

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). En conséquence, la CRE retient la proposition de GRDF de réduire leur durée réglementaire d'amortissement de 45 ans à 30 ans.

### 3.1.3.4 Charges de capital normatives

#### Trajectoire des charges de capital normatives

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR de GRDF de 2020 à 2023 :

en M€ courants <sup>33</sup>	2020	2021	2022	2023	Moyenne ATRD6
<b>BAR au 01/01/N</b>	<b>15 090,2</b>	<b>15 405,8</b>	<b>15 777,4</b>	<b>16 137,0</b>	<b>15 602,6</b>
Mises en service	1 002,6	1 065,8	1 064,2	921,4	1 013,5
Amortissement	-929,6	-958,0	-990,0	-1 004,3	-970,5
Réévaluation de l'inflation	242,6	263,7	285,3	208,7	250,1
<b>BAR au 01/01/N+1</b>	<b>15 405,8</b>	<b>15 777,4</b>	<b>16 137,0</b>	<b>16 262,8</b>	<b>15 895,7</b>

<sup>33</sup> La CRE retient les hypothèses suivantes d'inflation pour la période ATRD6 : 1,5 % en 2020, 1,60 % en 2021, 1,70 % en 2022 et 1,80 % en 2023 (source : FMI, avril 2019).

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de GRDF de 2020 à 2023 :

en M€ courants	Moyenne 16-19*	2020	2021	2022	2023	Moyenne ATRD6
Amortissement	747,0	929,6	958,0	990,0	1 004,3	970,5
Rémunération	800,8	649,9	667,9	686,0	698,1	675,5
IEC Gazpar	0,7	0	0	0	0	0
<b>Total des charges de capital normatives</b>	<b>1 548,5</b>	<b>1 579,4</b>	<b>1 625,9</b>	<b>1 676,0</b>	<b>1 702,4</b>	<b>1 645,9</b>
dont CCN « hors réseaux »	119,7	121,2	121,7	124,1	127,1	123,5

\*il s'agit du réalisé pour la période 2016-2018 et d'un estimé pour 2019.

**Trajectoire des charges de capital normatives « hors réseaux »**

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire spécifique de BAR et de CCN au titre des actifs « hors réseaux » de GRDF de 2020 à 2023, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au paragraphe 2.3.2.2 de la délibération :

en M€ courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne ATRD6
<b>BAR au 01/01/N</b>	<b>453,9</b>	<b>473,5</b>	<b>502,3</b>	<b>540,6</b>	<b>492,6</b>
Amortissement	100,5	100,0	101,0	102,4	101,0
Rémunération	20,7	21,7	23,1	24,7	22,6
<b>Total des CCN « hors réseaux »</b>	<b>121,2</b>	<b>121,7</b>	<b>124,1</b>	<b>127,1</b>	<b>123,5</b>

**3.1.4 CRCP au 31 décembre 2019**

Le montant total estimé du solde du CRCP de GRDF au titre du tarif ATRD5 à prendre en compte dans le calcul du revenu autorisé s'élève à + 13,1 M€ et se décompose de la manière suivante :

Composantes du CRCP total à apurer au 1 <sup>er</sup> juillet 2020	Montant (M€)
Solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier 2019	6,9 M€ <sub>2019</sub>
Revenu autorisé calculé ex post pour la part proportionnelle aux quantités acheminées au titre de l'année 2019	1 875,9 M€ <sub>2019</sub>
Recettes perçues par GRDF au titre des termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées au titre de l'année 2019	1 870,1 M€ <sub>2019</sub>
Solde du CRCP au 31 décembre 2019	12,8 M€ <sub>2019</sub>
Actualisation au taux de 2,8 %	0,4 M€
Solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier 2020	13,1 M€ <sub>2020</sub>

Le revenu autorisé ex post au titre de l'année 2019 pour la part proportionnelle aux quantités acheminées s'élève à 1 875,9 M€, et est inférieur de 6,8 M€ au montant prévisionnel pris en compte dans la délibération tarifaire ATRD5. Cet écart s'explique notamment par :

- des charges de capital normatives non incitées inférieures (- 26,2 M€) ;
- des charges relatives aux impayés inférieures (- 6,7 M€) ;
- des charges relatives aux pertes et différences diverses supérieures (+ 9,6 M€) ;
- des recettes extratarifaires inférieures (- 14,1 M€).

Par ailleurs, les recettes perçues par GRDF au titre des termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées au titre de l'année 2019 ont été de 1 870,1 M€, contre un montant prévisionnel de 1 882,8 M€, soit un montant réel inférieur de 12,7 M€ par rapport au chiffre prévisionnel.

Le solde du CRCP au titre du tarif ATRD5, soit 13,1 M€<sub>2020</sub><sup>34</sup>, sera apuré sur une période de quatre ans, avec des annuités constantes, avec un taux d'intérêt égal à 1,7 %, correspondant au taux sans risque nominal s'appliquant annuellement.

Ce résultat se traduit par une augmentation des charges à couvrir par le tarif ATRD6 de 3,4 M€ par an.

Le montant du solde du CRCP de l'année 2019 pris en compte par la présente décision tarifaire est un montant provisoire. Le montant définitif sera pris en compte lors de l'évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2021.

### 3.1.5 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2020-2023

Le revenu autorisé de GRDF pour la période 2020-2023 est défini comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (cf. paragraphe 3.1.2) ;
- les charges de capital (cf. paragraphe 3.1.3) ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 31 décembre 2019 (cf. paragraphe 3.1.4).

Il se décompose de la manière suivante :

<i>en M€ courants</i>	2020	2021	2022	2023	Moyenne 2020-2023
Charges nettes d'exploitation	1 514	1 545	1 595	1 582	1 559
Charges de capital normatives	1 579	1 626	1 676	1 702	1 646
Apurement du solde du CRCP ATRD5	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4
<b>Revenu autorisé</b>	<b>3 097</b>	<b>3 175</b>	<b>3 274</b>	<b>3 288</b>	<b>3 208</b>

Le niveau moyen des charges à couvrir de GRDF pour la période ATRD6 (CNE + CCN) s'élèvera à 3 205 M€/an en moyenne. Il évolue ainsi, sur la période 2018-2023 de + 1,9 % en moyenne par an, sous l'effet d'une hausse des charges d'exploitation de 2,1 % en moyenne par an et une hausse des CCN de 1,7 % en moyenne par an.

Le revenu autorisé de GRDF (y compris l'apurement du CRCP) évolue en conséquence de - 1,8 % entre 2018 et 2020, et de 2,0 % en moyenne par an sur la période ATRD6.

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

### 3.2.1 Évolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRD5

Le 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 moyen<sup>35</sup>.

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.

<sup>34</sup> Ce montant correspond à une restitution à GRDF.

<sup>35</sup> Le calcul des évolutions par rapport à l'année 2016 ne tient pas compte du retraitement de l'année 2016 qui est bissextile.



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	11 137 121
Consommation (GWh)	à climat moyen	288 626	288 106	285 597	285 127	283 868	286 468	282 188	284 745
	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.

### 3.2.2 Demande de GRDF

GRDF estime que, sur la période 2020-2023, la baisse de la consommation va se poursuivre avec une évolution moyenne de - 0,40 % par an<sup>36</sup> tandis que le nombre de consommateurs restera stable avec une évolution moyenne de - 0,01 % par an.

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

	2020	2021	2022	2023
Nombre de consommateurs	11 168 861	11 181 048	11 178 841	11 164 042
Évolution N/N-1		+ 0,11 %	- 0,02 %	- 0,13 %
Consommation (GWh)	281 805	279 783	279 175	278 404
Évolution N/N-1		- 0,72 %	- 0,22 %	- 0,28 %

Ces 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.

Cette demande diffère légèrement de celle présentée lors de la consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019 en raison du recalage de la trajectoire, effectué par GRDF, tenant compte d'une meilleure appréciation du nombre de consommateurs et de niveau de consommation à fin 2019.

Cette trajectoire est fondée sur des hypothèses de répartition des consommateurs par options tarifaires tenant compte des changements de structure envisagés par la CRE dans sa consultation publique du 1<sup>er</sup> octobre 2019 et finalement retenus par la présente délibération.

GRDF considère que cette trajectoire devrait être révisée en cohérence avec le budget qui sera retenu pour les charges relatives aux actions en faveur du raccordement des consommateurs.

### 3.2.3 Analyse de la CRE

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.

<sup>36</sup> Le calcul des évolutions par rapport à l'année 2020 ne tient pas compte du retraitement de l'année 2020 qui est bissextile.

La CRE retient les hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis ci-dessus correspondant à la demande initiale de GRDF recalée sur une meilleure estimation du portefeuille de consommateurs à fin 2019.

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

La CRE est attachée au principe de continuité tarifaire. Ainsi, pour éviter des variations importantes et parfois de sens opposé entre différentes périodes tarifaires, ou d'une année à l'autre, elle lisse l'évolution des termes tarifaires sur la base de la trajectoire des charges à couvrir et des souscriptions prévisionnelles de la période tarifaire.

La grille tarifaire applicable au 1<sup>er</sup> juillet 2020 est définie au paragraphe 5 de la présente délibération. Elle correspond à une baisse moyenne du tarif unitaire de 0,40 % par rapport à la grille tarifaire actuellement en vigueur.

L'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2020, ainsi que les évolutions annuelles de la grille tarifaire sur les années 2021 à 2023, selon les principes définis au paragraphe 2.2.2, sont déterminées de façon à ce que les recettes prévisionnelles totales résultant de l'application de la grille tarifaire du tarif ATRD6 aux hypothèses de quantités distribuées et de nombre de consommateurs desservis soient égales, en valeur actualisée de 2020 à 2023, au revenu autorisé total sur la période.

Compte tenu de l'équilibre entre recettes tarifaires prévisionnelles et revenu autorisé sur la période 2020-2023 et des évolutions annuelles de la grille tarifaire, des écarts annuels entre recettes et revenu autorisé peuvent exister. La somme actualisée de ces écarts annuels sur la période est, par construction, égale à 0.

Ainsi, pour la période du tarif ATRD6, le revenu autorisé prévisionnel et les recettes prévisionnelles sont les suivants :

en M€ courants	2020	2021	2022	2023	Valeur actuelle nette
Revenu autorisé prévisionnel	3 097	3 175	3 274	3 288	12 510
Recettes tarifaires prévisionnelles (hors apurement du solde du CRCP)	3 244	3 216	3 202	3 165	12 510
Écarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	147	41	- 73	- 123	0

A titre indicatif, les sous-jacents de cet équilibre tarifaire sont les suivants :

	2020	2021	2022	2023
Inflation prévisionnelle entre l'année N-1 et l'année N	1,5 %	1,6 %	1,7 %	1,8 %
Facteur d'évolution X	- 1,9 %	- 1,9 %	- 1,9 %	- 1,9 %
Évolution prévisionnelle au 1 <sup>er</sup> juillet de l'année N (hors apurement du solde du CRCP)	- 0,40 %	- 0,30 %	- 0,20 %	- 0,10 %

## 4. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

### 4.1 Rappel de la structure des tarifs ATRD5

Afin de faciliter l'ouverture à la concurrence et le bon fonctionnement du marché, la structure du tarif ATRD a été établie en 2003 de telle sorte que chaque option tarifaire couvre les coûts engendrés par ses consommateurs et en tenant compte de la structure des tarifs réglementés de vente (TRV). Elle est commune à l'ensemble des GRD de gaz naturel.

Cette structure a très peu évolué par la suite. Les évolutions annuelles successives de niveau se sont appliquées de manière homothétique à l'ensemble des termes de la grille, à l'exception des années d'introduction et de changement de taux de contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et de l'introduction au 1<sup>er</sup> janvier 2018 d'un terme tarifaire  $R_r$  au titre de la contrepartie financière versée aux fournisseurs pour la gestion de clientèle en contrat unique, ce terme  $R_r$  ayant une règle d'évolution propre.

Ainsi, la structure des tarifs ATRD5 des GRD de gaz naturel est la suivante :

- quatre options tarifaires principales, correspondant aux segments de clientèle suivants :
  - trois options T1, T2, T3, de type binôme, comprenant chacune un abonnement et un terme proportionnel aux quantités livrées :
    - T1 : consommation annuelle de 0 à 6 MWh ;
    - T2 : consommation annuelle de 6 à 300 MWh ;
    - T3 : consommation annuelle de 300 MWh à 5 GWh ;
  - une option T4 de type trinôme, comprenant un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées, dimensionnée pour les consommateurs ayant une consommation annuelle supérieure à 5 GWh ;
- pour les grands consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz, une option tarifaire spéciale dite « tarif de proximité », de type trinôme (comprenant un abonnement, un terme proportionnel à la capacité souscrite et un terme proportionnel à la distance au réseau de transport). Le terme proportionnel à la distance est affecté d'un coefficient multiplicateur dépendant de la densité de population de la commune d'implantation du point de livraison concerné ;
- pour les consommateurs ne disposant pas de compteur individuel, les modalités de facturation sont les suivantes :
  - pour l'ensemble des consommateurs finals d'un immeuble ou d'un groupement de logements ne disposant pas de compteur individuel mais disposant d'un compteur collectif et ayant souscrit collectivement un contrat de fourniture, un abonnement égal à celui de l'option T1 est facturé, appliqué au nombre de logements alimentés en gaz, et une part proportionnelle égale à celle de l'option tarifaire T1 est appliquée à la consommation de gaz mesurée par le compteur collectif ;
  - pour un consommateur ne disposant pas de compteur individuel ou collectif, un forfait évalué sur la base d'une consommation annuelle de 660 kWh, est appliqué ;
- pour chacune des options tarifaires, l'abonnement comprend :
  - un terme  $R_f$  correspondant au montant moyen de la contrepartie financière versée aux fournisseurs par le GRD pris en compte au titre de la gestion des clients en contrat unique ;
  - une part abonnement hors  $R_f$ .

#### 4.2 Évolution de la structure pour le tarif ATRD6

Depuis la mise en place des premiers tarifs en 2003, le portefeuille de consommateurs de gaz a évolué, notamment dans la répartition des consommateurs par tranche de consommation, induisant une variation du volume de chacune de ces options et des changements de comportements moyens au sein de ces options.

Ainsi, conformément aux délibérations tarifaires ATRD5, la CRE et GRDF ont entamé courant 2017 des travaux d'analyse de la structure du portefeuille de GRDF et d'allocation des coûts. Des travaux similaires ont été entrepris avec les ELD. Ces travaux ont permis d'aboutir à différentes pistes d'évolutions qui ont été soumises à l'avis des acteurs du marché lors des consultations publiques du 27 mars 2019 relatives à la structure des tarifs des réseaux de distribution de gaz naturel et du 1<sup>er</sup> octobre 2019 relative au tarif ATRD6 de GRDF.

Dans ses deux consultations publiques, la CRE a proposé de conserver la structure tarifaire générale des tarifs ATRD mise en œuvre depuis 10 ans tout en l'adaptant pour répondre à certains des grands enjeux identifiés pour les réseaux de distribution de gaz naturel : 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. Ainsi, la CRE a soumis cinq pistes d'évolution, de la structure des tarifs ATRD, à l'avis des acteurs du marché lors de la première consultation publique :

- l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 ;
- le calcul de la continuité entre options tarifaires sans tenir compte de la CTA ;
- la scission de l'option T2 en deux ;
- l'introduction d'une part capacitaire pour les T3 ;
- l'introduction d'une dégressivité tarifaire pour les plus gros consommateurs T4.

A la suite des retours à cette première consultation, la CRE a proposé de retenir les trois évolutions suivantes : l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 (cf. paragraphe 4.2.1), le calcul de la continuité au seuil hors CTA (cf. paragraphe 4.2.2) et l'introduction d'une dégressivité dans la tarification de la part capacitaire pour l'option T4 (cf. paragraphe 4.2.3). Ces évolutions sont présentées dans les paragraphes ci-après.

S'agissant des deux autres pistes d'évolutions envisagées par la CRE (scission de l'option T2 et introduction d'une part capacitaire pour l'option T3), la majorité des contributeurs à la consultation publique s'y étaient montrés défavorables considérant :

- d'une part, que les gains associés à ces évolutions n'étaient pas suffisamment quantifiés pour justifier les coûts associés à ces évolutions en termes de complexité de mise en œuvre et/ou d'adaptation des systèmes d'information ;
- d'autre part, s'agissant de la scission des T2, que la généralisation du déploiement de Gazpar, permettrait de disposer à terme d'informations plus fines pour décider du seuil pertinent à introduire.

La CRE décide de ne pas mettre en œuvre ces évolutions pour le tarif ATRD6. Des travaux complémentaires seront menés sur le seuil pertinent de scission des T2, ainsi que sur les différentes solutions possibles pour améliorer la tarification des T3 compte tenu de leur diversité.

Enfin, 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 a interrogé les acteurs, dans ses deux consultations publiques, 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.

Les grilles du présent tarif, présentées au paragraphe 5 de la présente délibération, permettent un rééquilibrage entre les options T2 et T3, tout en contenant les évolutions de facture pour les consommateurs de l'option T3. La CRE pourra réexaminer à l'occasion d'un prochain tarif si un rééquilibrage supplémentaire est nécessaire.

#### **4.2.1 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 P012<sup>37</sup>, 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 plus dépendante du climat (chauffage au gaz).

Depuis, les efforts portant sur la maîtrise de la demande de l'énergie 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 étudié l'opportunité d'abaisser le seuil entre les options T1 et T2 de 6 à 4 MWh par an.

Dans les deux consultations publiques, une majorité de contributeurs s'est exprimée favorablement à cet abaissement en demandant par ailleurs qu'une concomitance soit mise en œuvre avec l'abaissement du seuil entre les profils P011 et P012. Les réserves des acteurs portent essentiellement sur le seuil à retenir, certains souhaitant que ce seuil soit fixé en-dessous de 4 MWh/an, d'autres considérant qu'il serait souhaitable d'attendre de collecter suffisamment de données issues des compteurs Gazpar pour le fixer au plus juste.

La CRE considère, qu'en l'état actuel des consommations moyennes des consommateurs en fonction de leur usage pour le gaz (chauffage ou non), le seuil de 4 MWh/an est pertinent et qu'il présente par ailleurs l'avantage d'être

<sup>37</sup> 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.

cohérent avec le seuil envisagé pour les nouveaux profils. 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. A contrario, maintenir le seuil à 6 MWh ne permet pas de refléter correctement les coûts générés par certains consommateurs thermosensibles.

En conséquence, la CRE retient l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 à 4 MWh/an pour établir les grilles du présent tarif.

#### **4.2.2 Calcul de la continuité entre options tarifaires sans tenir compte de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA)**

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 choix des options tarifaires 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. Dans ce contexte, la CRE a étudié l'opportunité de ne plus inclure la CTA dans le calcul de la continuité entre les termes des différentes options tarifaires.

Dans les deux consultations publiques, une majorité des contributeurs s'est exprimée favorablement à cette évolution. 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 l'option T1). Par ailleurs, certains acteurs ont demandé que le calcul de la CTA soit simplifié et harmonisé.

S'agissant des possibilités d'arbitrage, la CRE a identifié ce risque 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 par ailleurs que cette évolution permettrait de faciliter le changement de seuil entre les options T1 et T2, en limitant les évolutions de facture associées. En outre, 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.

En conséquence, la CRE retient le calcul de la continuité entre les termes des différentes options tarifaires sans tenir compte de la CTA pour établir les grilles du présent tarif.

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

Les orientations de politique énergétique transmises par le ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire, précisent qu'« *afin d'assurer l'équité entre consommateurs de gaz, une réflexion devrait être entreprise à l'occasion de l'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel sur les moyens permettant d'assurer une meilleure continuité entre les tarifs supportés par un site raccordé à un réseau de distribution et les tarifs supportés par un site similaire raccordé au réseau de transport* ».

La CRE partage pleinement cet enjeu et a étudié la mise en place d'une dégressivité dans la tarification de la capacité de l'option T4, tout en garantissant le reflet des coûts générés par ces utilisateurs.

Dans les deux consultations publiques, la majorité des contributeurs s'est montrée favorable à une telle évolution.

Les principaux arguments des acteurs qui se montrent défavorables à cette évolution portent sur la complexité de mise en œuvre et le fait que l'évolution du calcul de la compensation stockage présentée par la CRE permet déjà de réduire les écarts entre les tarifs de transport et de distribution. Par ailleurs, certains acteurs considèrent qu'une modification de l'option TP serait plus pertinente.

La CRE considère que l'évolution du calcul de la compensation stockage permettra en effet d'améliorer la continuité tarifaire. En revanche, elle considère que la modification de l'option TP ne permettrait d'y répondre que partiellement puisqu'elle introduirait une continuité entre les consommateurs raccordés au réseau de transport et de distribution seulement pour les consommateurs du réseau de distribution proches géographiquement du réseau de transport.

En conséquence, la CRE retient l'application d'une dégressivité dans la tarification de la capacité de l'option T4 au-delà du seuil de souscription de 500 MWh/j pour établir les grilles du présent tarif.

Certains acteurs ont demandé, en réponse à la première consultation publique, qu'une exception soit faite pour les ELD qui souhaiteraient ne pas appliquer cette dégressivité en raison d'une forte dépendance des coûts et donc du chiffre d'affaires de certaines d'entre elles aux tarifs payés par les consommateurs industriels sur leur territoire. En réponse, la CRE a proposé, dans sa deuxième consultation publique, 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. Cette proposition a reçu un avis globalement favorable des acteurs, même si certains regrettent la rupture d'homothétie avec les grilles des ELD. La CRE considère que l'homothétie avec les tarifs des ELD ne serait que légèrement dégradée du fait du peu de consommateurs concernés (à noter qu'il existe déjà une rupture d'homothétie pour l'option TP). Par ailleurs, cette homothétie a été introduite dans le but de faciliter l'ouverture à la concurrence sur le territoire des ELD, dont les difficultés d'accès concernent principalement les clients résidentiels et petits professionnels (options T1 à T3) pour lesquels l'homothétie serait conservée.

La CRE étudiera début 2020 l'impact de l'application de cette dégressivité pour chacune des ELD en fonction de leur portefeuille respectif de consommateurs. Si cette évolution devait impacter de manière importante les revenus de certaines ELD, la CRE délibérerait début 2020 afin de définir les principes de l'application de l'homothétie pour celles-ci, en introduisant le cas échéant un second coefficient de niveau.

### **4.3 Calendrier de mise en œuvre des évolutions**

Consciente des enjeux inhérents à toute modification de structure des tarifs ATRD, notamment en termes de délai d'adaptation des systèmes d'information des GRD et des fournisseurs et de maintien de l'homothétie mise en place entre les tarifs des ELD et celui de GRDF, la CRE a interrogé les acteurs sur le calendrier de mise en œuvre des évolutions de structure tarifaire qui leur semblait le plus adapté.

Dans les deux consultations publiques, la plupart des contributeurs se sont exprimés en faveur d'une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> 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.

Certains acteurs ont demandé, en réponse à la première consultation publique, 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. L'évolution sur l'option T4 concernant un faible nombre de consommateurs, la CRE a proposé, dans sa deuxième consultation publique, de la mettre en œuvre dès le 1<sup>er</sup> juillet 2020 et de mettre en œuvre les autres évolutions de structure au 1<sup>er</sup> juillet 2022.

Enfin, plusieurs acteurs ont demandé qu'une concomitance avec l'entrée en vigueur des tarifs de réseaux de transport et de stockage et des évolutions de profils soit appliquée, soit une entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> avril.

La CRE considère que l'évolution du tarif ATRD au 1<sup>er</sup> juillet permet une bonne synchronisation avec les TRV gaz.

En conséquence, la CRE retient une mise en œuvre au 1<sup>er</sup> juillet 2020 de l'évolution concernant la tarification de la capacité des T4 et au 1<sup>er</sup> juillet 2022 des évolutions concernant le seuil entre les options T1 et T2 et le calcul de la continuité tarifaire pour établir les grilles du présent tarif.

Dans la présente délibération, la CRE définit donc une grille tarifaire applicable au 1<sup>er</sup> juillet 2020 tenant compte de l'évolution de structure applicable à l'option T4. Elle définit par ailleurs deux grilles de référence qui ont vocation à préparer les évolutions de structure qui interviendront en cours de période tarifaire :

- une grille de référence qui sera utilisée pour calculer la grille tarifaire applicable au 1<sup>er</sup> juillet 2021. Cette grille de référence est définie de manière à lisser les impacts tarifaires des évolutions de structure qui interviendront au 1<sup>er</sup> juillet 2022. La grille tarifaire applicable au 1<sup>er</sup> juillet 2021 sera obtenue en appliquant l'évolution du tarif au 1<sup>er</sup> juillet 2021 à cette grille de référence ;
- une grille de référence tenant compte de l'ensemble des évolutions de structure au 1<sup>er</sup> juillet 2022. Les grilles tarifaires applicables au 1<sup>er</sup> juillet 2022 et 1<sup>er</sup> juillet 2023 seront obtenues en appliquant l'évolution cumulée du tarif depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2020 à cette grille de référence.

### **4.4 Modalités de souscription 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. S'agissant des capacités mensuelles, les modalités sont identiques sur le réseau de transport. Les coefficients en vigueur sont les suivants :

Mois considéré	Terme mensuel en proportion du terme annuel
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

En outre, chaque mois, les dépassements de capacité journalière constatés font l'objet de pénalités. Le dépassement de capacité journalière pris en compte pour un mois donné est égal à la somme du dépassement maximal de capacité journalière du mois considéré et de 10 % des autres dépassements de capacité journalière du mois supérieurs à 5 % de la capacité journalière souscrite. Le montant de la pénalité est ensuite calculé en fonction du niveau du dépassement de capacité journalière et est proportionnel au terme mensuel du mois considéré. Ces règles sont spécifiques aux réseaux de distribution.

Lors de sa consultation publique sur la structure des tarifs des réseaux de transport de gaz naturel, la CRE a notamment interrogé les acteurs sur la proposition de GRTgaz d'abaisser les coefficients de janvier et février de 8/12 à 4/12 et de modifier le système de pénalisation des dépassements de capacités souscrites sur les réseaux de transport. A la suite de cette consultation publique, la CRE a proposé lors de la consultation publique relative au tarif ATRD6 de GRDF d'étendre l'abaissement des coefficients de janvier et février aux tarifs des réseaux de distribution sans toutefois harmoniser le système de pénalisation avec celui envisagé pour les réseaux de transport.

La majorité des contributeurs s'est exprimée favorablement aux orientations envisagées par la CRE. S'agissant de la souscription des capacités mensuelles, les GRD s'inquiètent de la baisse des souscriptions pouvant résulter de cette évolution et donc de la baisse de leurs revenus (puisque les GRD ne sont pas couverts des aléas sur les termes fixes du tarif ATRD). S'agissant de la pénalisation des dépassements de capacité, certains acteurs demandent une harmonisation avec les règles des GRT.

Les études menées par GRTgaz montrent que l'abaissement des coefficients de janvier et février devrait avoir un impact positif sur les capacités en augmentant le volume des souscriptions. En outre, comme indiqué au paragraphe 2.3.3, les recettes associées aux souscriptions de capacités seront couvertes à 100 % au CRCP dans le tarif ATRD6. L'impact pour les GRD d'une éventuelle baisse de souscription serait donc neutralisé *via* le CRCP.

Par ailleurs, la CRE partage la volonté d'harmonisation des modalités de calcul des pénalités demandée par les acteurs. Toutefois, les modalités de souscription des capacités sur les réseaux de distribution et de transport étant différentes (en particulier, l'absence de souscriptions au pas horaire sur les réseaux de distribution), les règles de dépassement de capacité sont difficilement harmonisables.

En conséquence, la CRE abaisse les coefficients de souscription de capacité pour les mois de janvier et de février de 8/12 à 4/12 pour le présent tarif. En revanche, la CRE maintient les modalités de calcul des pénalités de dépassement de capacité souscrite.

#### 4.5 Prise en compte du développement de la filière biométhane

L'atteinte des objectifs en matière de biométhane injecté dans les réseaux (le projet de décret relatif à la PPE soumis à consultation en janvier 2019 prévoit un objectif de 6 TWh de biogaz injecté dans les réseaux de gaz naturel à l'horizon 2023 et fixe un objectif de 14 à 22 TWh d'ici 2028) nécessitera des investissements importants dans les réseaux de transport et de distribution de gaz.

En effet, les infrastructures de gaz ont été construites pour assurer le transport du gaz depuis des points d'entrée sur le réseau peu nombreux (zones de production nationales, aujourd'hui quasi-inexistantes, interconnexions avec les pays voisins, terminaux méthaniers) vers les zones de consommation et les stockages. A partir du réseau de transport, des mailles (ou poches) du réseau de distribution assurent la livraison de gaz jusqu'aux consommateurs à des pressions de plus en plus basses. Les infrastructures de gaz ne permettent pas, sauf investissement spécifique, de faire remonter le gaz à des niveaux de pression supérieure ce qui peut contraindre le développement d'une production décentralisée, dans la mesure où une installation ne peut injecter qu'à concurrence de la consommation de la poche de réseau dans laquelle elle injecte (étages de pression inférieure qui lui sont rattachés compris). Dès lors, les réseaux actuels ne peuvent accueillir qu'une partie des volumes constitutifs de l'objectif de développement du biométhane injecté. Les capacités d'accueil seront, à court terme sur certaines zones, limitantes et nécessiteront des investissements de renforcement, évalués à environ 500 M€ à horizon 2028 sur les réseaux de transport et de distribution (pour un objectif de 22 TWh), auxquels s'ajouteront des investissements de raccordement estimés à plus d'un milliard d'euros.

La CRE considère que le bon développement de la méthanisation est un enjeu majeur pour la transition énergétique. Au vu des coûts induits pour l'adaptation des réseaux, le développement de la filière biométhane doit se faire dans le respect du principe d'efficacité économique afin d'atteindre un coût optimisé pour la collectivité. Cependant, la décision d'investissement des opérateurs doit également se faire dans un contexte de visibilité et de stabilité sur les conditions économiques d'injection dans les réseaux.

Pour s'assurer de l'efficacité des investissements projetés, tout en garantissant la visibilité et la stabilité des conditions économiques d'injection dans le temps, la CRE, dans sa délibération du 14 novembre 2019<sup>38</sup>, a précisé les modalités de mise en œuvre et d'encadrement des différents dispositifs associés à ce droit à l'injection tels que prévus par les articles L. 453-9 et D. 453-20 à D. 453-25 du code de l'énergie.

Cette délibération a pour objectif d'apporter de la visibilité aux porteurs de projets sur leurs conditions de raccordement et précise les modalités de couverture par le tarif des coûts de renforcements des réseaux dans le cadre de zonages de raccordement optimisés à l'échelle de la collectivité, conformément aux dispositions du code de l'énergie susmentionnées.

Par ailleurs, afin de compléter ces dispositions et envoyer un signal pertinent aux producteurs afin de les inciter à faire des choix de localisation optimaux pour la collectivité, la CRE s'est interrogée sur l'introduction d'un terme tarifaire d'injection.

Dans les deux consultations publiques de mars puis juillet 2019 ayant traité du sujet, de nombreuses contributions se sont montrées défavorables à l'introduction d'un terme tarifaire d'injection. Les acteurs concernés jugent que l'introduction d'un signal à la localisation *via* ce terme est inutile dans la mesure où (i) ce signal est déjà donné à travers d'autres dispositifs, (ii) les porteurs de projets disposent de peu de marge de manœuvre dans le choix de leur implantation et (iii) le terme tarifaire d'injection atténue le signal à la localisation par rapport à un paiement direct au moment du raccordement. Certains acteurs considèrent également que cette introduction pourrait faire obstacle au développement de la filière et recommandent à ce titre de remettre à la période tarifaire suivante l'introduction d'un timbre d'injection. Certains acteurs se montrent néanmoins favorables à l'introduction d'un terme tarifaire d'injection, afin de ne pas faire porter les coûts de développement du biométhane aux consommateurs de gaz, notamment industriels.

Si la CRE entend les préoccupations exprimées par les acteurs sur la charge supplémentaire que représente ce terme tarifaire pour les porteurs de projet, elle considère néanmoins :

- qu'il est nécessaire d'introduire un signal complémentaire, permettant aux porteurs de projets de prendre en compte les coûts de renforcements des réseaux induits par leur choix de localisation (et plus particulièrement les OPEX qui ne sont pas pris en compte dans les mécanismes déjà existants) ;
- qu'il est préférable en termes de visibilité pour la filière d'introduire ce terme aujourd'hui plutôt que lorsque la filière sera plus développée et que la majorité des projets aura été décidée sans prendre en compte ce terme tarifaire.

Elle retient donc l'introduction d'un terme tarifaire d'injection dans les tarifs ATRT7 et ATRD6 qui sera facturé :

- aux expéditeurs pour les installations injectant sur le réseau de transport ;
- aux producteurs pour les installations injectant sur le réseau de distribution.

#### **4.5.1 Principes de construction du timbre d'injection et niveau retenu**

La CRE a travaillé à la construction d'un terme tarifaire fondé sur les principes suivants :

- envoi d'un signal à la localisation aux porteurs de projets afin de les encourager à choisir les zones qui génèrent le moins de coûts d'exploitation liés à l'adaptation du réseau pour accueillir le biométhane ;
- mise en place d'un mécanisme qui assure de la stabilité au producteur, et qui permet que chaque producteur soit protégé, une fois ses conditions de raccordement définies, d'une dégradation des conditions d'injection dans sa zone.

Le mécanisme proposé par la CRE dans la consultation publique est fondé sur la définition de trois niveaux de terme d'injection, afin de différencier le montant payé par les producteurs et les expéditeurs en fonction des coûts engendrés par leur choix de localisation. On distingue à ce titre trois types de zones :

- les zones qui nécessitent un rebours<sup>39</sup> ou une compression mutualisée se verront affecter le niveau 3 ;
- les zones qui ne nécessitent pas de rebours se verront affecter le niveau 1 ou 2. La répartition entre les niveau 1 et 2 se fera selon la longueur de canalisations sur la zone, rapportée au nombre de projets. Il n'y

<sup>38</sup> <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/mecanismes-encadrant-l-insertion-du-biomethane-dans-les-reseaux-de-gaz>

<sup>39</sup> Compresseur permettant d'injecter le gaz sur un réseau de pression supérieure.



aura pas de niveau 2 pour les producteurs de biométhane directement raccordés au réseau de transport, puisque les zones nécessitant de longues extensions mutualisées nécessiteront aussi une compression mutualisée et se verront attribuer le niveau 3.

Afin de s'assurer de la stabilité du montant payé par chaque producteur sur toute la durée de vie de l'installation de production de biométhane, la CRE a proposé d'affecter un niveau à chaque site de production qui n'a pas vocation à être modifié sur le moyen terme. Ainsi, si les conditions technico-économiques d'injection sur une zone se dégradent, cela ne viendra pas impacter directement le niveau des producteurs qui seraient déjà en injection, ni modifier l'équilibre économique de leur installation. Dans la même logique, les sites de production qui injectent actuellement se verront attribuer le niveau 1.

La CRE retient, dans la présente délibération tarifaire, le principe général d'un timbre à trois niveaux, attribué à chaque site de production lors de l'étude de raccordement du jalon D2<sup>40</sup>, en fonction du zonage de raccordement<sup>41</sup> en vigueur sur la zone, et inchangé sur le moyen terme. Elle peut néanmoins décider, pour les sites de production qui se seraient vu attribuer un niveau 3, de réexaminer leur situation au bout de cinq ans, si le rebours (ou la compression mutualisée) n'est pas effectivement réalisé.

Le classement des zones par type de niveau est réalisé en fonction du zonage de raccordement en vigueur sur la zone et est actualisé concomitamment à l'actualisation du zonage :

- si le zonage prévoit un rebours ou une compression mutualisée, les futurs sites de production de la zone se voient affecter le niveau 3 ;
- si le zonage ne prévoit ni rebours ni compression mutualisée :
  - si le zonage comprend un maillage<sup>42</sup> et/ou une extension mutualisée<sup>43</sup>, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 2 ;
  - pour les autres zones, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 1.

S'agissant des niveaux proposés en consultation publique, fondés sur une estimation des coûts cibles associés à l'objectif d'injection de 22 TWh en 2028, ces derniers ont fait l'objet de réponses défavorables, au motif qu'une telle méthode de construction, proposée par la CRE afin de réduire la variabilité du niveau du terme tarifaire d'injection entre périodes tarifaires, serait déconnectée des coûts estimés pour la période des prochains tarifs.

Afin de répondre aux préoccupations exprimées par les producteurs, tout en tenant compte des réponses qui affirment leur soutien au principe d'un terme tarifaire d'injection et leur attachement à ce que ce terme tarifaire permette de recouvrir les coûts d'exploitation associés au développement du biométhane, la CRE modifie la méthode de calcul.

A cet effet, la CRE a étudié les charges d'exploitation associées au développement du biométhane, à l'exception des coûts d'OPEX généraux, notamment liés au pilotage des activités biométhane et au fonctionnement du SI, qui ne sont pas directement liés au choix de localisation des producteurs.

Pour chaque catégorie (« OPEX rebours » relatifs aux rebours et aux compressions mutualisées, et « OPEX canalisations » relatifs aux maillages et autres canalisations), la méthodologie suivante a été appliquée :

- estimation du volume d'OPEX sur la période 2020-2023, en fonction des volumes d'investissement liés au développement du biométhane présentés par les opérateurs dans leur dossier tarifaire, retraités en cohérence avec l'objectif de 6 TWh en 2023 fixé dans le projet de PPE. Ces volumes estimés sont les suivants :
  - 4 % des coûts d'investissement (hors études) pour les rebours et les compressions mutualisées ;
  - 0,2 % pour les canalisations (maillages, extensions mutualisées et autres ouvrages de raccordement) ;
- affectation de ces coûts aux différentes zones, selon qu'elles comportent un rebours ou non, et en cohérence avec les investissements de canalisation qu'elles nécessitent, dans le zonage de raccordement de la zone ;
- estimation des volumes prévisionnels pour la période 2020-2023 sur chaque type de zone, en excluant de l'analyse les capacités déjà installées, qui se verront attribuer le niveau 1 ;

<sup>40</sup> Les sites de la file d'attente qui ont déjà dépassé le jalon D2, mais qui n'injectent pas encore de biométhane, se voient affecter un niveau de timbre au moment de la signature du contrat de raccordement, suivant des principes identiques.

<sup>41</sup> Résultat de l'étude, faite en concertation par les gestionnaires de réseaux, déterminant la configuration de réseau optimale sur la base du critère technico-économique de zonage.

<sup>42</sup> Deux mailles de distribution de pression équivalente sont raccordées physiquement.

<sup>43</sup> Prolongement d'un réseau de gaz permettant de raccorder de nouveaux sites, mutualisée entre plusieurs sites.

- calcul du ratio entre les OPEX totaux anticipés sur la période pour chacun des trois types de zones et les volumes totaux associés à horizon 2023.

Par ailleurs, la CRE décide, comme présenté dans la consultation publique, au vu de la faiblesse des charges d'exploitation estimées pour le niveau 1, de fixer ce dernier à 0.

La grille résultant de cette méthodologie, ainsi que sa décomposition, est la suivante :

	Grille retenue (€/MWh injectés)	Total OPEX (€/MWh)	dont OPEX rebours (€/MWh)	dont OPEX canalisations (€/MWh)
Niveau 3	0,7	0,71	0,65	0,06
Niveau 2	0,4	0,35	0,00	0,35
Niveau 1	0	0,09	0,00	0,09

#### 4.5.2 Reversement des GRD aux GRT au titre des rebours biométhane

Dans la consultation publique du 23 juillet 2019, la CRE proposait que le terme tarifaire d'injection soit facturé de la manière suivante :

- aux expéditeurs pour les installations injectant sur le réseau de transport ;
- aux producteurs pour les installations injectant sur le réseau de distribution.

De plus la CRE proposait que les recettes perçues par les GRD au titre des producteurs s'étant vu affecter le niveau 3, dans leur majeure partie, associées à l'exploitation des rebours, soient ensuite transférées aux GRT pour financer les OPEX des rebours bénéficiant aux réseaux de distribution.

Certains contributeurs ont estimé que cette différence de facturation, ainsi que le transfert de recettes entre distributeurs et transporteurs, pourraient générer des complexités opérationnelles dans la collecte du terme tarifaire d'injection.

La CRE estime que les modalités de facturation envisagées dans la consultation publique doivent être maintenues dans la mesure où elles sont adaptées aux réalités opérationnelles respectives des gestionnaires de réseaux de transport et distribution.

La CRE fixe la part des recettes perçues au titre du terme tarifaire d'injection de niveau 3, reversée par les GRD aux GRT concernés, à 0,65 €/MWh correspondant à la part des OPEX rebours. Le reversement se fera de manière annuelle, en fonction du volume de recettes d'injection effectivement perçu au cours de l'année, pour les producteurs raccordés en distribution se voyant affecter le terme tarifaire d'injection de niveau 3. Les volumes associés à ces transferts entre opérateurs seront pris en compte au CRCP à 100 %.

## 5. TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF, APPLICABLE AU 1<sup>ER</sup> JUILLET 2020

### 5.1 Règles tarifaires

#### 5.1.1 Définitions

**Point de livraison :**

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

**Poste d'injection :**

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

**Point d'interface transport distribution (PITD) :**

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

**Point de comptage et d'estimation (PCE) :**

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

**Consommation annuelle de référence (CAR) :**

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

**Terme d'injection biométhane :**

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

**Terme R<sub>r</sub> :**

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

**Options T1, T2, T3 et T4 :**

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

**Tarif de proximité (TP) :**

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

### 5.1.2 Prestations couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

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

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

- prestations liées à la qualité et à la sécurité :
  - continuité de l'acheminement dans les conditions définies par l'article R. 121-11 du code de l'énergie ;
  - information d'une interruption de service pour travaux, conformément à l'article R. 121-12 du code de l'énergie ;
  - mise à disposition d'un numéro d'urgence et de dépannage accessible 24 heures sur 24 ;
  - intervention en urgence 24 heures sur 24 en cas de problème lié à la sécurité, conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000 portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations ;
  - garantie de la valeur du pouvoir calorifique telle que définie par les arrêtés du 16 septembre 1977 et du 28 mars 1980 ;
  - pression disponible à l'amont du poste de livraison, conforme aux conditions standards de livraison publiées par le GRD ;
  - première intervention chez le consommateur pour assurer un dépannage ou une réparation en cas de manque de gaz ;
  - diagnostic des installations intérieures chômées depuis plus de six mois et actions de sensibilisation des consommateurs et des acteurs de la filière gazière à la problématique de la sécurité des installations intérieures ;
  - accompagnement du consommateur en situation de danger grave immédiat ;
- prestations liées à la mesure de la consommation :
  - mise à disposition d'un compteur lorsque le débit est inférieur à 16 m<sup>3</sup>/h ;
  - vérification périodique du contrôle métrologique des compteurs et des convertisseurs ;
  - continuité de comptage et de détente ;
  - relève périodique des compteurs, dans les conditions définies au paragraphe 5.1.4. ci-après ;

- communication de la date et du créneau horaire de passage du releveur pour les consommateurs à relevé semestriel ;
- possibilité de réaliser un auto-relevé et de communiquer son index, pour les consommateurs à relevé semestriel ;
- prestations liées à la gestion contractuelle :
  - les changements de fournisseur ;
  - les mises hors service (ou résiliation) ;
  - modification en masse des tarifs d'utilisation des réseaux à la demande des fournisseurs ;
- prestations de transmission de données :
  - transmission de données de consommation agrégées aux propriétaires ou gestionnaires d'immeubles ;
  - transmission de données de consommation agrégées aux personnes publiques ;
  - communication de données de consommation gaz au point de livraison d'un consommateur à un fournisseur ou à un tiers ;
- prestations relatives au déploiement des compteurs évolués Gazpar :
  - communication à un consommateur de données de consommation gaz au point de livraison, de données techniques du PCE et de données contractuelles ;
  - accès à la sortie locale des compteurs Gazpar ;
  - transmission journalière des données de consommation ;
  - choix de la date de publication des index mensuels ;
  - relevé à date choisie ;
- autres :
  - prise de rendez-vous téléphonique pour toutes les opérations techniques nécessitant une étude ;
  - recours à l'instrumentation du réseau pour réaliser une étude détaillée à destination des producteurs de biométhane.

### 5.1.3 Structure et choix des options tarifaires

Le tarif comprend quatre options principales :

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

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

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

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

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

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

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

Pour chacune des options tarifaires, l'abonnement comprend :

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

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

- si le zonage prévoit un rebours ou une compression mutualisée, les futurs sites de production de la zone se voient affecter le niveau 3 ;
- si le zonage ne prévoit ni rebours ni compression mutualisée :
  - si le zonage comprend un maillage<sup>44</sup> et/ou une extension mutualisée<sup>45</sup>, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 2 ;
  - pour les autres zones, les sites de production de la zone se voient affecter le niveau 1.

Le niveau du timbre est attribué à chaque site de production lors de l'étude de raccordement du jalon D2<sup>46</sup>, en fonction du zonage de raccordement<sup>47</sup> en vigueur sur la zone.

#### 5.1.4 Mode de relève d'un point de livraison

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

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

Par exception à ces règles :

- dès lors que le PCE présente pour la troisième année consécutive une CAR comprise entre 300 MWh et 500 MWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
- si la CAR est comprise entre 1 et 10 GWh, la fréquence standard de relevé qui était appliquée l'année précédente est conservée, dès lors que celle-ci était mensuelle ou quotidienne ;

<sup>44</sup> Deux mailles de distribution de pression équivalente sont raccordées physiquement.

<sup>45</sup> Prolongement d'un réseau de gaz permettant de raccorder de nouveaux sites, mutualisée entre plusieurs sites.

<sup>46</sup> Les sites de la file d'attente qui ont déjà dépassé le jalon D2, mais qui n'injectent pas encore de biométhane, se voient affecter un niveau de timbre au moment de la signature du contrat de raccordement, suivant des principes identiques.

<sup>47</sup> Résultat de l'étude, faite en concertation par les gestionnaires de réseaux, déterminant la configuration de réseau optimale sur la base du critère technico-économique de zonage.

- dès lors que le PCE, dont la fréquence standard de relevé était quotidienne l'année précédente, présente pour la quatrième année consécutive une CAR inférieure ou égale à 5 GWh, la fréquence standard de relevé du point de livraison est mensuelle ;
- dès lors que le PCE présente pour la troisième année consécutive une CAR supérieure à 5 GWh, la fréquence standard de relevé du point de livraison est quotidienne.

Pour l'application des règles précédentes, seules les CAR utilisées à partir du 1<sup>er</sup> avril 2016 sont prises en compte.

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

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

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

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

### 5.1.5 Souscriptions mensuelles ou quotidiennes de capacité journalière

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

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

Mois considéré	Terme mensuel en proportion du terme annuel
Janvier - Février - Décembre	4/12 du terme annuel
Mars - Novembre	2/12 du terme annuel
Avril - Mai - Juin - Septembre - Octobre	1/12 du terme annuel
Juillet - Août	0,5/12 du terme annuel

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

Le terme applicable à la souscription quotidienne de capacité journalière est égal à 1/20<sup>ème</sup> du terme applicable à la souscription mensuelle correspondante.

### 5.1.6 Modification du niveau de souscription annuelle pour un point de livraison

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

- une modification, à la hausse ou à la baisse, du niveau de souscription annuelle d'un point de livraison est autorisée si aucune modification de sens contraire n'est intervenue dans les 12 mois précédant la date d'effet demandée ;
- dans le cas d'une modification à la hausse du niveau de souscription annuelle d'un point de livraison intervenant moins de 12 mois après une baisse, la capacité journalière égale au minimum entre le niveau de souscription avant la baisse et celui résultant de la hausse est réputée souscrite à compter de la date de la baisse et pour la période concernée ;

- une modification à la baisse du niveau de souscription annuelle d'un point de livraison, dont la date d'effet demandée intervient moins de 12 mois après une hausse du niveau de souscription annuelle, n'est pas autorisée ;
- les dispositions précédentes s'appliquent y compris en cas de changement de fournisseur pour le point de livraison considéré ou de mise hors service suivie d'une remise en service si l'utilisateur final ne change pas.

### 5.1.7 Pénalités pour dépassement de capacité journalière souscrite

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

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

La pénalité est exigible lorsque le dépassement ainsi calculé est supérieur à 5 % de la capacité journalière souscrite. Pour la partie du dépassement comprise entre 5 % et 15 % de la capacité journalière souscrite, la pénalité est égale au produit de cette partie du dépassement par 2 fois le terme mensuel de capacité journalière tel que défini au paragraphe 5.1.5.

Pour la partie du dépassement supérieure à 15 % de la capacité journalière souscrite, la pénalité est égale au produit de cette partie du dépassement par 4 fois le terme mensuel de capacité journalière tel que défini au paragraphe 5.1.5.

### 5.1.8 Regroupement de points de livraison

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

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

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

### 5.1.9 Alimentation d'un point de livraison par plusieurs fournisseurs

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

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

## 5.2 Grille tarifaire d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

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

Le tarif défini ci-dessous est conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2020, avec un ajustement mécanique au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année.

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

### 5.2.1 Grille au 1<sup>er</sup> juillet 2020

La grille applicable du 1<sup>er</sup> juillet 2020 au 30 juin 2021 est la suivante :

- Options tarifaires principales

Option tarifaire	Abonnement annuel hors R <sub>f</sub> (en €)	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	33,48	33,48 + R <sub>f</sub>	29,79		
T2	132,12	132,12 + R <sub>f</sub>	8,43		
T3	792,48	792,48 + R <sub>f</sub>	5,94		
T4	15 607,20	15 607,20 + R <sub>f</sub>	0,83	204,72	102,48

- Option « tarif de proximité » (TP)

Option tarifaire	Abonnement annuel hors R <sub>f</sub> (en €)	Abonnement annuel (en €)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre)
TP	36 703,56	36 703,56 + R <sub>f</sub>	102,12	67,08

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

- 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 53,16 € hors terme R<sub>f</sub>.

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.



- Producteurs de biométhane

Le terme tarifaire d'injection de biométhane introduit dans le tarif ATRD6 est fondé sur la définition de trois niveaux de terme d'injection, afin de différencier le montant payé par les producteurs en fonction des coûts engendrés par leur choix de localisation, dont les niveaux sont les suivants :

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

### 5.2.2 Grilles tarifaires applicables à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2021

#### 5.2.2.1 Évolution de la grille applicable aux consommateurs hors terme R<sub>r</sub>

##### 5.2.2.1.1 Évolution des termes tarifaires

Chaque année  $N$  à partir de 2021, les termes tarifaires applicables du 1<sup>er</sup> juillet  $N$  au 30 juin  $N+1$ , à l'exception du terme  $R_r$ , sont égaux aux termes tarifaires d'une grille de référence à laquelle s'applique un coefficient  $Y$  proportionnel à l'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet  $N$ . Le coefficient  $Y$  est défini de la manière suivante, arrondi à 4 décimales (0,0001) près :

$$Y_N = Y_{N-1} \times (1 + Z_N)$$

Avec :

- $Y_N$  est le coefficient d'évolution en vigueur du 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $N$  au 30 juin de l'année  $N+1$ , arrondi à 0,0001 près, avec  $Y_{2020} = 1$  ;
- $Z_N$  est la variation du coefficient de niveau du tarif au 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $N$ , exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près, calculé de la manière suivante :

$$Z_N = IPC_N + X + k_N$$

Avec :

- $IPC_N$  est le taux d'inflation prévisionnel pour l'année  $N$  pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année  $N$  ;
- $X$  est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire égal à - 1,9 % ;
- $k_N$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonnée à +/- 2 %, correspondant à l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) à la date du 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$  (calculé selon les modalités décrites au paragraphe 2.2.4).

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

5.2.2.1.2 Grille de référence au 1<sup>er</sup> juillet 2021

La grille de référence du 1<sup>er</sup> juillet 2021 au 30 juin 2022 est la suivante :

- Options tarifaires principales

Option tarifaire	Abonnement annuel hors R <sub>r</sub> (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	32,86	30,85		
T2	128,86	8,51		
T3	820,80	6,05		
T4	15 478,05	0,84	204,74	102,33

- Option « tarif de proximité » (TP)

Option tarifaire	Abonnement annuel hors R <sub>r</sub> (en €)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre)
TP	36 691,97	102,11	67,08

- Consommateurs sans compteur individuel ou compteur collectif : 53,21 € hors terme R<sub>r</sub>.

5.2.2.1.3 Grille de référence au 1<sup>er</sup> juillet 2022 et au 1<sup>er</sup> juillet 2023

La grille de référence du 1<sup>er</sup> juillet 2022 au 30 juin 2024 est la suivante :

- Options tarifaires principales

Option tarifaire	Abonnement annuel hors R <sub>r</sub> (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	32,16	31,91		
T2	125,51	8,57		
T3	849,24	6,16		
T4	15 334,74	0,84	204,46	102,23

- Option « tarif de proximité » (TP)

Option tarifaire	Abonnement annuel hors R <sub>r</sub> (en €)	Terme de souscription annuelle de capacité journalière (en €/MWh/j)	Terme annuel à la distance (en €/mètre)
TP	36 643,86	101,98	66,99

- Consommateurs sans compteur individuel ou compteur collectif : 53,23 € hors terme R<sub>r</sub>.

### **5.2.2.2 Évolution du terme $R_f$**

Le terme  $R_f$  évolue selon les modalités prévues par la délibération de la CRE n° 2017-238 du 26 octobre 2017<sup>48</sup>, associées à une évolution à l'inflation.

### **5.2.2.3 Évolution de la grille applicable aux producteurs de biométhane**

Le niveau du terme tarifaire d'injection pour les producteurs de biométhane à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2021 est identique à celui en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2020.

---

<sup>48</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2017-238 du 26 octobre 2017 portant modification des délibérations de la CRE du 25 avril 2013, du 22 mai 2014 et du 10 mars 2016 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel.

## **DÉCISION**

La CRE fixe le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2020, selon la méthode et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe, notamment :

- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de la régulation incitative applicables à GRDF pour une durée d'environ 4 ans (partie 2) ;
- la trajectoire des charges d'exploitation, le CMPC et l'évolution prévisionnelle du tarif (partie 3) ;
- la structure du tarif (partie 4) ;
- les termes tarifaires applicables à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2020 (partie 5).

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

- pour avis au Conseil supérieur de l'énergie ;
- à la Ministre de la Transition écologique et solidaire, ainsi qu'au Ministre de l'économie et des finances.

**Délibéré à Paris, le 19 décembre 2019.**  
**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**  
**Le Président,**

**Jean-François CARENCO**

## ANNEXE 1 : RÉFÉRENCES POUR LA MISE À JOUR ANNUELLE DU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF À COMPTER DU 1<sup>ER</sup> JUILLET 2021

### 1. Calcul et apurement du CRCP

Le solde du CRCP du tarif ATRD6 de GRDF, au 1<sup>er</sup> janvier 2020, est égal à la différence entre le montant définitif du solde du CRCP du tarif ATRD5 et le montant provisoire, égal à 13,1 M€, pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD6.

Pour chaque année  $N$ , à compter de l'année 2020, le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année  $N$  est calculé comme la somme :

- du solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre de l'année  $N$  ;
- et de la différence, au titre de l'année  $N$ , entre :
  - la différence entre le revenu autorisé définitif, tel que défini ci-après, et le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation ;
  - la différence entre les recettes perçues par GRDF et les recettes prévisionnelles réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

Le solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre de l'année  $N$  est défini comme la somme du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$  et la différence au titre de l'année  $N$  entre le revenu autorisé prévisionnel révisé de l'inflation et les recettes prévisionnelles calculées à partir des hypothèses de quantités distribuées et de nombre de consommateurs desservis retenues dans la présente délibération, réévaluées sur la base des évolutions réelles déjà appliquées à la grille tarifaire.

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

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N+1$  est obtenu en actualisant le solde définitif du CRCP au 31 décembre de l'année  $N$  au taux sans risque en vigueur de 1,7 %.

Le solde du CRCP de fin de période tarifaire prend également en compte des montants au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D).

L'évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $N$  prend en compte un coefficient  $k_N$ , qui vise à :

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

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

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

Pour chaque année  $N$  à compter de l'année 2020, le revenu autorisé définitif est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
  - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
  - les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles ;
  - les charges de capital normatives non incitées ;
  - les charges relatives aux pertes et différences diverses ;
  - les charges relatives aux impayés ;
  - les charges nettes relatives à la contrepartie versée aux fournisseurs pour la gestion des clients en contrat unique ;
  - les charges relatives au projet « Changement de gaz » ;
  - les charges relatives au terme tarifaire d'injection de biométhane ;
  - les charges relatives aux coûts échoués et aux moins-values de cession traités au cas par cas dont la CRE approuverait la couverture ;
  - l'écart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel ;

- l'apurement du solde du CRCP provisoire du tarif ATRD5 ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
  - les recettes extratarifaires non incitées ;
  - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes ;
  - les recettes au titre du terme tarifaire d'injection de biométhane ;
  - les recettes au titre des plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs immobiliers ou de terrains ;
  - les recettes au titre des pénalités perçues pour les dépassements de capacité souscrites par les consommateurs bénéficiant des options tarifaire T4 et TP ;
- et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
  - la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux ;
  - la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Gazpar ;
  - la régulation incitative des dépenses de recherche et développement ;
  - la régulation incitative de la qualité de service.

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

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

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

Les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles correspondent aux charges nettes d'exploitation prises en compte pour le tarif ATRD6, à l'exception des charges relatives aux impayés et des charges relatives aux pertes et différences diverses, qui font l'objet d'une régulation incitative spécifique, et des recettes extratarifaires non incitées.

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

M€ courants	2020	2021	2022	2023
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	1 594	1 626	1 675	1 665

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

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

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2018 et l'année *N* ;

	2020	2021	2022	2023
Inflation prévisionnelle entre l'année 2018 et l'année <i>N</i>	2,82 %	4,46 %	6,24 %	8,15 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2018 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile *N-1*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2018.

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

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital normatives relatives aux groupes d'actifs « G4B », « G7 » et « G8 », hors nouveaux projets SI<sup>49</sup>. Ces groupes d'actifs comprennent des actifs « Immobilier », « Mobilier », « Matériel », « Véhicules », « Informatique » et « Micro-informatique ». Ces charges de capital normatives sont calculées en se fondant sur la base comptable prévisionnelle prise en compte dans l'élaboration du tarif ATRD6 et sur l'inflation réalisée<sup>50</sup>.

Les valeurs prévisionnelles pour les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » sont les suivantes :

<sup>49</sup> Projets « Reconstruction des SI », « SI transformant » et « SAP S/4HANA ».

<sup>50</sup> Pour le calcul des charges de capital normatives, l'inflation réalisée est calculée sur la période de juillet *N-1* à juillet *N*. L'indice utilisé est l'indice INSEE 001763852 des prix à la consommation hors tabac pour la France entière.

M€ courants	2020	2021	2022	2023
Valeur de référence pour les charges de capital normatives incitées « hors réseaux »	121,2	121,7	124,1	127,1

**c) Charges de capital normatives non incitées**

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal aux charges de capital normatives, à l'exception de celles prises en compte dans les charges de capital normatives incitées « hors réseaux », à savoir les groupes d'actifs G4B, G7 et G8 hors nouveaux projets SI<sup>51</sup>.

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

M€ courants	2020	2021	2022	2023
Valeur de référence pour les charges de capital normatives non incitées	1 458,2	1 504,2	1 551,9	1 575,3

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

Un montant annuel de référence pour les pertes et différences diverses est déterminé pour l'année *N* selon la formule suivante :

$$PDD_N = V_N \times P_N + CT_N$$

Où :

- $V_N$  est le volume annuel de référence ;
- $P_N$  est le prix annuel de référence ;
- $CT_N$  est le coût de transport annuel de référence.

Pour le calcul du revenu autorisé définitif, le montant pris en compte pour les pertes et différences diverses est égal à la somme :

- du montant annuel de référence  $PDD_N$  ;
- de 80 % de l'écart entre les charges réelles relatives aux pertes et différences diverses supportées par GRDF pour l'année *N* et ce montant annuel de référence  $PDD_N$ .

Les paramètres utilisés pour le calcul du montant annuel de référence  $PDD_N$  sont définis comme suit.

- Volume annuel de référence

Le volume annuel de référence des pertes et différences diverses est obtenu en appliquant le taux de pertes théorique aux quantités annuelles réellement distribuées, soit :

$$V_N = \text{taux de pertes théorique}_N \times \text{quantités réellement distribuées}_N$$

Le taux de pertes théorique retenu pour la période 2020-2023 est le suivant :

% des quantités distribuées	2020	2021	2022	2023
Taux de pertes théorique	0,50 %	0,48 %	0,46 %	0,45 %

- Prix annuel de référence

Le prix annuel de référence  $P_N$  est égal au prix moyen d'un panier de produits représentatifs, commercialisés au point d'échange de gaz unique (PEG) TRF (*Trading Region France*). Ce panier de produits et le détail des prix de référence utilisés sont précisés dans une annexe confidentielle à cette délibération.

- Coût de transport annuel de référence

Le coût de transport annuel de référence est calculé notamment à partir des termes du tarif d'Accès des Tiers au Réseau de Transport (ATRT), appliqués aux volumes de référence  $V_N$ . Le détail de ce coût de transport annuel de référence est précisé dans une annexe confidentielle à cette délibération.

<sup>51</sup> Projets « Reconstruction des SI », « SI transformant » et « SAP S/4HANA ».



**e) Charges relatives aux impayés**

Le montant annuel de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif correspond à la charge réellement supportée par GRDF<sup>52</sup>.

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

M€ courants	2020	2021	2022	2023
Valeur de référence pour les charges relatives aux impayés	32,5	33,0	33,6	34,2

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

Le montant retenu pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la différence entre la somme des contreparties versées aux fournisseurs par GRDF au titre de la gestion des clients en contrat unique et la somme des recettes perçues par GRDF au titre du terme R<sub>f</sub>.

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

Typologie des points de livraison	Période au titre de laquelle la contrepartie est versée au fournisseur	Montant maximal pris en compte pour chaque point de livraison (quelle que soit l'année du versement, hors intérêts éventuels)	
		En offre de marché (€/an)	Au TRV (€/an)
Bénéficiaire des options tarifaires T3, T4, TP	jusqu'au 31/12/2017	9,10	0,00
	à compter du 01/01/2018	91,00	91,00
Bénéficiaire des options tarifaires T1, T2 ou ne disposant pas de compteur individuel	jusqu'au 31/12/2005	3,15	0,00
	du 01/01/2006 au 31/12/2006	3,14	0,00
	du 01/01/2007 au 31/12/2007	3,14	0,00
	du 01/01/2008 au 31/12/2008	3,10	0,00
	du 01/01/2009 au 31/12/2009	2,97	0,00
	du 01/01/2010 au 31/12/2010	2,87	0,00
	du 01/01/2011 au 31/12/2011	2,83	0,00
	du 01/01/2012 au 31/12/2012	2,79	0,00
	du 01/01/2013 au 31/12/2013	2,71	0,00
	du 01/01/2014 au 31/12/2014	2,54	0,00
	du 01/01/2015 au 31/12/2015	2,32	0,00
	du 01/01/2016 au 31/12/2016	2,12	0,00
	du 01/01/2017 au 31/12/2017	1,96	0,00
	du 01/01/2018 au 30/06/2019	8,10	5,50
	du 01/07/2019 au 30/06/2020	8,10	6,15
	du 01/07/2020 au 30/06/2021	8,10*	6,80*
du 01/07/2021 au 30/06/2022	8,10*	7,45*	
	à compter du 01/07/2022	8,10*	8,10*

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

**g) Charges relatives au projet « Changement de gaz »**

Sur la base du retour d'expérience de la phase pilote du projet « Changement de gaz » transmis par GRDF à la CRE, une délibération de la CRE déterminera les montants de référence, correspondant aux coûts prévisionnels du projet « Changement de gaz » non intégrés dans les trajectoires prévisionnelles ATRD6. Le montant de référence pour l'année N, défini par la délibération susmentionnée, est alors pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif.

<sup>52</sup> A l'exception de charges qui seraient liées à des impayés sur la part acheminement de consommateurs bénéficiant d'un TRV antérieurement au 31 décembre 2015, en lien avec la [décision du Cordis du 19 septembre 2014](#).





**h) Charges relatives au terme tarifaire d'injection de biométhane**

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

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

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

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

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

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

Les écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2020-2023 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel prises en compte pour l'élaboration du tarif ATRD6.

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

<i>M€ courants</i>	2020	2021	2022	2023
Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé	147	41	- 73	- 123

**k) Apurement du solde du CRCP provisoire du tarif ATRD5**

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

<i>M€ courants</i>	2020	2021	2022	2023
Apurement du solde du CRCP provisoire ATRD5	3,4	3,4	3,4	3,4

**ii. Postes de recettes pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif****a) Recettes extratarifaires non incitées**

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

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

<i>M€ courants</i>	2020	2021	2022	2023
Montant prévisionnel des recettes extratarifaires non incitées	142,9	143,6	143,2	144,9

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

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

- les recettes effectivement perçues par GRDF pour l'année *N* pour des prestations annexes dont l'évolution du tarif est différente de celle résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2020<sup>53</sup>, à l'exception des prestations annexes récurrentes facturées aux fournisseurs ;
- les recettes qu'aurait perçues GRDF pour l'année *N* pour ces mêmes prestations si le tarif appliqué avait été celui résultant de l'application des formules d'indexation annuelle aux tarifs en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2020.

<sup>53</sup> Les formules d'indexation annuelle sont définies par la délibération de la CRE n° 2019-118 du 29 mai 2019 portant décision sur les prestations réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel.

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

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

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

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

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

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

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

**iii. Incitations financières au titre de la régulation incitative**

**a) Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux**

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

Segments	Catégories d'ouvrages	Inducteur 1	Inducteur 2
Segment 1	Branchement (sans extension) - 6 et 10 m <sup>3</sup> /h (C0)	Pièce	N/A
Segment 2	Raccordement - 6 et 10 m <sup>3</sup> /h - avec extension < 35 m (A0)	Mètre	N/A
Segment 3	Raccordement - 6 et 10 m <sup>3</sup> /h - avec extension > 35 m (B0, G0, I0)	Mètre	N/A
Segment 4	Raccordement des lotissements (E0, E1)	Mètre	N/A
Segment 5	Branchement (sans extension) - 16 m <sup>3</sup> /h et plus (D0, H1)	Pièce	N/A
Segment 6	Raccordement - 16 m <sup>3</sup> /h et plus - avec extension (H0)	Mètre	N/A
Segment 7	Zone industrielle (ZI) - Zone d'aménagement concerté (ZAC) - Zone d'activité (ZA) - (F0)	Mètre	N/A
Segment 8	Déplacement d'ouvrage à la demande de tiers (T0, U0)	Mètre	Nombre de Branchements
Segment 9	Travaux de structure hors remplacement de robinets secs (M0, J0, K0, L0)	Mètre	Nombre de Branchements
Segment 10	Pose de robinets secs (Y3)	Mètre <sup>54</sup>	N/A
Segment 11	Renouvellement de réseaux (et branchements associés) (P1 à P4 -Y0-Y4-Y6-Y2)	Mètre	Nombre de Branchements
Segment 12	Renouvellement de branchements (et réseaux associés) (S4, S6, S7, P6, S8, Y8))	Mètre	Nombre de Branchements
Segment 13	Renouvellements d'ouvrages en immeubles (S0, S2, S3, S5, Q0, Q1, P5, Y7)	Pièce	N/A

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

<sup>54</sup> Les ouvrages relatifs à la catégorie « Pose de robinets secs » comprennent la pose de canalisations (en mètres) et la pose de robinets (en pièces). Par convention, afin de calculer les quantités annuelles d'ouvrages réalisés pour la catégorie « Pose de robinets secs », la pose d'une pièce de robinet sera prise en compte à hauteur d'un mètre.

- une ou deux parts variables en fonction (i) de la longueur de la canalisation concernée ou du nombre de pièces (Ai), et éventuellement (ii) du nombre de branchements réalisés (Bi) ; ces parts variables ne dépendent pas de l'année de mise en service ;
- une part fixe, qui ne dépend pas de l'année de mise en service (Ci) ;
- un coefficient annuel d'évolution moyenne des coûts unitaires, identique pour toutes les catégories d'ouvrages (CU<sub>N</sub>).

Les valeurs de ces paramètres sont déterminées, notamment, à partir des coûts des investissements mis en service entre 2016 et 2018. Ces valeurs ainsi que les coefficients annuels cibles d'évolution moyenne des coûts unitaires sur la période 2020-2023 sont définis dans une annexe confidentielle à ce document.

Pour une année *N* donnée, le coût total modélisé des investissements est calculé à partir du volume d'investissements effectivement réalisé, et l'incitation annuelle correspond à 20 % de la différence entre le coût total effectif des ouvrages mis en service et le coût total modélisé de ces mêmes ouvrages. Cette incitation est plafonnée à +/- 9 M€ par an.

L'incitation annuelle est dans un premier temps calculée sur la base de données provisoires, et l'année suivante sur la base de données mises à jour.

Ainsi, le montant de référence pris en compte au titre du calcul du revenu autorisé définitif pour l'année *N* est égal à la somme :

- du montant de l'incitation annuelle au titre de l'année *N-1*, calculée sur la base des données provisoires disponibles ;
- de l'écart entre le montant de l'incitation annuelle au titre de l'année *N-2*, calculée sur la base des données mises à jour et celui de cette même incitation calculée l'année précédente sur la base de données provisoires.

Compte tenu du mode de calcul de l'incitation sur les coûts unitaires des investissements dans les réseaux (basé sur les investissements des années *N-1* et *N-2*), le calcul de l'incitation au titre des exercices 2020 et 2021 sera basé, en partie, sur les investissements réalisés en 2018 et 2019. Pour ces deux années, les calculs des incitations sur les coûts unitaires des investissements qui leur sont attachés seront effectués sur la base des paramètres décrits dans la délibération ATRD5.

#### b) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Gazpar

Le montant de référence pris en compte pour le calcul du revenu autorisé définitif est égal à la somme, pour l'année considérée, des incitations financières relatives au projet de comptage évolué « Gazpar », telles que définies par la délibération de la CRE n°2017-286 du 21 décembre 2017 portant décision sur la mise en œuvre du cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF.

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

Les montants de référence pour les dépenses de R&D (y compris dépenses relatives aux projets *smart grids*) pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD6 sont les suivants :

M€ courants	2020	2021	2022	2023
Montant prévisionnel pour les dépenses de R&D soumises à la régulation incitative	15,4	15,7	15,9	16,2

Cette trajectoire de référence pourra éventuellement être révisée à mi-période.

Si le montant total des dépenses de R&D (y compris dépenses relatives aux projets *smart grids*) réalisées sur la période 2020-2023 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD6, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire.

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

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

#### d) Régulation incitative de la qualité de service

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

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

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

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

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

### 3. Valeurs de référence pour les prévisions de recettes tarifaires

Les valeurs de référence sont les suivantes :

- Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2020	2021	2022	2023	2024
T1	7 885 628	8 032 011	8 175 836	6 339 940	6 463 869
T2	136 646 139	135 065 813	134 072 005	134 947 025	134 586 243
T3	79 000 875	77 309 549	75 076 271	72 857 319	71 009 259
T4	52 937 792	54 958 784	57 434 233	59 843 055	62 505 920

- Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2020	2021	2022	2023	2024
Forfait	6 541	4 696	4 500	4 200	4 000
T1	3 277 089	3 296 865	3 305 308	3 041 456	3 042 967
T2	7 786 281	7 780 779	7 770 631	8 020 264	8 003 112
T3	96 211	95 735	95 200	94 695	94 154
T4	2 690	2 923	3 153	3 377	3 596
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle				

- Prévisions de souscription annuelle de capacités journalières (en MWh/j) :

Option tarifaire	2020	2021	2022	2023	2024
T4	353 083	368 658	387 264	405 425	423 448
part ≤ 500 MWh/j	332 543	347 755	362 377	376 384	389 802
part > 500 MWh/j	20 540	20 903	24 887	29 041	33 646
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle				

- Prévisions de distance pour le tarif de proximité (en m) :

Option tarifaire	2020	2021	2022	2023	2024
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle				

- Prévisions de distance pondérées par les coefficients de densité des communes pour le tarif de proximité (en m) :

Option tarifaire	2020	2021	2022	2023	2024
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle				

Pour le passage de prévisions annuelles à des prévisions semestrielles, la ventilation semestrielle pour une année N des quantités de gaz acheminées par option tarifaire est la suivante :

Option tarifaire	1 <sup>er</sup> semestre	2 <sup>nd</sup> semestre
T1	53 %	47 %
T2	57 %	43 %
T3	58 %	42 %
T4	59 %	41 %

De même, la ventilation semestrielle pour une année  $N$  du nombre de consommateurs raccordés par option tarifaire :

- le nombre de consommateurs moyen raccordés du 1<sup>er</sup> semestre est calculé comme suit :

$$\frac{(\text{nb de consommateurs moyen annuel}_{N-1} + \text{nb de consommateurs moyen annuel}_N)}{4} + \frac{\text{nb de consommateurs moyen annuel}_N}{2}$$

- le nombre de consommateurs moyen raccordés du 2<sup>nd</sup> semestre est calculé comme suit :

$$\frac{(\text{nb de consommateurs moyen annuel}_N + \text{nb de consommateurs moyen annuel}_{N+1})}{4} + \frac{\text{nb de consommateurs moyen annuel}_N}{2}$$

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

## ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITÉ DE SERVICE DE GRDF

## 1. Indicateurs donnant lieu à une incitation financière

## 1.1 Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par GRDF

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur : <i>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et indemnisés durant le mois M</i> (soit deux valeurs suivies : - pour les consommateurs 6M <sup>55</sup> /1M <sup>56</sup> , - pour les consommateurs JJ <sup>57</sup> /JM <sup>58</sup> /MM <sup>59</sup> )
Périmètre	- tous rendez-vous programmés, donc validés par le GRD - tous rendez-vous pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et présence du consommateur, non tenus du fait du GRD et systématiquement identifiés par l'opérateur - consommateurs 6M et consommateurs JJ/JM/MM suivis distinctement
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : mensuelle
Objectif	100 % des rendez-vous non tenus automatiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
Incitations	- versement : directement aux fournisseurs - pénalités : montants identiques à ceux facturés par GRDF en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du consommateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.), en fonction de la fréquence de relève du consommateur, pour chaque rendez-vous non tenu
Date de mise en œuvre	Déjà mis en œuvre depuis le 1 <sup>er</sup> juillet 2008

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

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur : <i>(Nombre de MES clôturées durant le mois M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue)) / (Nombre total de MES clôturées durant le mois M)</i> (soit cinq valeurs suivies : - tous consommateurs confondus - consommateurs 1M - consommateurs 6M - consommateurs MM - consommateurs JJ/JM)
Périmètre	- toutes MES avec déplacement (avec/sans pose compteur), hors MES express - tous fournisseurs confondus - consommateurs 6M, consommateurs MM et consommateurs JJ/JM suivis distinctement
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle

<sup>55</sup> La mesure d'énergie livrée est semestrielle et l'index contenant cette mesure est relevé semestriellement par le GRD.

<sup>56</sup> L'index contenant la mesure d'énergie livrée est relevé mensuellement par le GRD pour les consommateurs équipés d'un compteur Gazpar.

<sup>57</sup> La mesure d'énergie livrée est quotidienne et l'index contenant cette mesure est relevé par le GRD tous les jours.

<sup>58</sup> La mesure d'énergie livrée est quotidienne et l'index contenant ces mesures est relevé mensuellement par le GRD en fin de mois pour tous les jours du mois.

<sup>59</sup> La mesure d'énergie livrée est mensuelle et l'index contenant cette mesure est relevé mensuellement par le GRD.

	- objectif de référence : 93 % par année calendaire
Incidations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 20 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 20 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 600 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2011 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> juillet 2012

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

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur : <i>(Nombre de MHS clôturées durant le mois M dans le délai demandé (si ce délai est supérieur au délai catalogue) ou dans un délai ≤ au délai catalogue (si le délai demandé est inférieur au délai catalogue)) / (Nombre total de MHS clôturées durant le mois M)</i>  (soit cinq valeurs suivies : - tous consommateurs confondus - consommateurs 1M - consommateurs 6M - consommateurs MM - consommateurs JJ/JM)
Périmètre	- MHS suite à résiliation du contrat (exceptées les MHS pour impayé), à l'initiative du consommateur - tous fournisseurs confondus - consommateurs 6M, consommateurs MM et consommateurs JJ/JM suivis distinctement
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 95,5 % par année calendaire
Incidations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 20 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 20 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 100 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2011 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> juillet 2012

### 1.4 Taux de raccordements réalisés dans les délais convenus

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <i>(Nombre de raccordements mis en gaz durant le mois M dans le délai convenu) / (Nombre de raccordements mis en gaz durant le mois M)</i>  (soit deux valeurs suivies : - raccordement du marché grand public - raccordement du marché d'affaires)
--------	---



Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous raccordements</li> <li>- raccordements du marché grand public d'une part et raccordements du marché d'affaires d'autre part suivis distinctement</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 89 % par année calendaire</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations par type de raccordements : - 725 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2010</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2012</li> </ul>

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

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> $\frac{\text{(Nombre d'index réels lus ou auto-relevés sur le mois M de PCE}^{60} \text{ 6M)}}{\text{(Nombre d'index de PCE 6M transmis sur le mois M)}}$ <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous index réels lus ou auto-relevés pour les PCE 6M</li> <li>- index gaz uniquement</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 97,2 % par année calendaire</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 600 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2012</li> </ul>

### 1.6 Taux de disponibilité du portail Fournisseur

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> $\frac{\text{(Nombre d'heures de disponibilité du portail durant la semaine)}}{\text{(Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail durant la semaine)}}$ <p>(soit une valeur suivie)</p>
--------	---

<sup>60</sup> PCE : point de comptage et d'estimation.

Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- portail OMEGA uniquement, toutes fonctionnalités accessibles des fournisseurs, hors Webservices</li> <li>- causes d'indisponibilités : tout fait empêchant, gênant ou ralentissant de façon importante l'utilisation du portail par les fournisseurs, programmé ou non</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : hebdomadaire</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 99,5 % par année calendaire</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 1 750 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2008</li> </ul>

### 1.7 Taux de réponses aux réclamations des fournisseurs dans les 15 jours calendaires

Calcul	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><i>(Nombre de réclamations de fournisseurs clôturées dans les 15 jours calendaires durant le mois M) / (Nombre total de réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois M)</i></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur (les réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur ne sont pas concernées)</li> <li>- toutes réclamations déposées sur le portail fournisseurs uniquement, y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus</li> <li>- tous fournisseurs, tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : mensuelle</li> </ul>
Objectif	96 % par mois des réclamations fournisseurs déposées sur le portail fournisseurs traitées dans les 15 jours calendaires
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 2 000 € par dixième de point si le taux mensuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 2 000 € par dixième de point si le taux mensuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 624 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2010</li> </ul>

### 1.8 Taux de réponses aux réclamations des consommateurs dans les 30 jours calendaires

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <u><i>(Nombre de réclamations de consommateurs clôturées dans les 30 jours calendaires durant le mois M) / (Nombre total de réclamations de consommateurs clôturées durant le mois M)</i></u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur (les réclamations dont la réponse doit être faite par le fournisseur au consommateur ne sont pas concernées)</li> <li>- tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au consommateur</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : mensuelle</li> </ul>
Objectif	100 % par mois des réclamations de consommateurs traitées dans les 30 jours calendaires
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 25 € par réclamation non traitée dans les 30 jours calendaires</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 18 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2010</li> </ul>

### 1.9 Taux de publication par OMEGA pour les relèves JJ/JM

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <u><i>(Somme entre le 8<sup>ème</sup> jour ouvré du mois M et le 7<sup>ème</sup> jour ouvré du mois M+1 du nombre de PCE JJ/JM télérelevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période) / (Somme du nombre de PCE JJ/JM télérelevés dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période)</i></u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE JJ/JM existants</li> <li>- tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte)</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- calcul en J+7</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 99,94 % par année calendaire</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 985 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2009</li> </ul>

### 1.10 Taux de publication par OMEGA pour les relèves MM

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <u>(Somme entre le 8<sup>ème</sup> jour ouvré du mois M et le 7<sup>ème</sup> jour ouvré du mois M+1 du nombre de PCE MM relevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période) / (Somme du nombre de PCE MM relevés dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période)</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE MM existants (non uniquement les télérelevés)</li> <li>- tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte)</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- calcul en J+7</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 99,93 % par année calendaire</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 982 500 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
Date de mise en œuvre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2009</li> </ul>

### 1.11 Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <u>(Somme sur le mois M du nombre de PCE 6M relevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période) / (Somme du nombre de PCE 6M relevés dont la relève a été reçue par OMEGA)</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE 6M existants (non uniquement les télérelevés)</li> <li>- tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte)</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- calcul en J+2</li> </ul>
Suivi	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>- fréquence de remontée à la CRE : mensuelle</li> <li>- fréquence de publication : mensuelle</li> <li>- fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
Objectif	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 99,98 % par année calendaire</li> </ul>
Incitations	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 995 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>

Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> juillet 2008 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> juillet 2009
-----------------------	--

### 1.12 Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <u>(Somme des PCE en écart des fournisseurs alternatifs le dernier jour ouvré du mois M) / (Somme des PCE effectivement rattachés aux portefeuilles des fournisseurs alternatifs dans OMEGA le dernier jour ouvré du mois M)</u>  (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous PCE existants de fournisseurs alternatifs - fournisseurs alternatifs uniquement
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 0,04 % par année calendaire
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 265 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> juillet 2009 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> juillet 2009

### 1.13 Taux de traitement des rejets du mois M en M+1

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <u>(Nombre de rejets corrigés durant le mois M) / (Nombre de rejets générés durant le mois M-1)</u>  (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous PCE existants - tous fournisseurs confondus
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 99,8 % par année calendaire
Incitations	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 950 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2010 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> juillet 2010

### 1.14 Amplitude des comptes d'écart distribution (CED)

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <u>Valeur absolue de la somme des CED du mois M en énergie</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous PCE existants - tous fournisseurs confondus
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	2020 : 3,6 TWh cumulés sur l'année calendaire 2021 : 3,2 TWh cumulés sur l'année calendaire 2022 : 2,8 TWh cumulés sur l'année calendaire 2023 : 2,4 TWh cumulés sur l'année calendaire
Incitations	- pénalités : 0,5 € par MWh au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 0,25 € par MWh en dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 250 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2011 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> janvier 2011

### 1.15 Amplitude des comptes d'écart distribution (CED) par fréquence de relève et par fournisseurs

Calcul	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <u>Somme des CED en énergie et en valeur absolue pour chaque fréquence de relève (JJ, JM/MM, 6M et 1M<sup>61</sup>) et pour chaque fournisseur du mois M</u> (soit une valeur suivie)
Périmètre	- tous PCE existants - tous fournisseurs dont le portefeuille clients est composé, pour au moins une fréquence de relève, d'au minimum 1 % de la somme des PCE disposant de cette fréquence de relève
Suivi	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
Objectif	4,5 TWh cumulés sur l'année calendaire
Incitations	- pénalités : 0,5 € par MWh au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 0,25 € par MWh en dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 250 000 € - versement : à travers le CRCP
Date de mise en œuvre	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2016 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> janvier 2016

<sup>61</sup> La mesure d'énergie livrée est mensuelle et l'index contenant cette mesure est relevé mensuellement par le GRD. Cette désignation est utilisée pour les PCE équipés d'un compteur Gazpar.

## 2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service de GRDF

### 2.1 Indicateurs relatifs à l'environnement

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Emission de gaz à effet de serre dans l'atmosphère rapportée à l'énergie acheminée	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois de mars de l'année A+1 du ratio :  <i><u>(Tonnes de gaz à effet de serre (équivalent CO<sub>2</sub>) émises dans l'atmosphère sur l'année A) / (Quantités de gaz acheminées sur le réseau du GRD sur l'année calendaire A)</u></i>  (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fuites linéiques de méthane</li> <li>- émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations</li> <li>- émissions des véhicules de la flotte du GRD et de ses bâtiments</li> <li>- le résultat de l'indicateur est affiché avec l'indication des quantités de gaz acheminées pendant l'année calendaire</li> </ul>	Année	Déjà mis en œuvre
Fuites de méthane émises dans l'atmosphère	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois de mars de l'année A+1 du ratio :  <i><u>(Quantités de méthane émises dans l'atmosphère sur l'année A) / (Quantités de gaz acheminées sur le réseau du GRD sur l'année calendaire A)</u></i>  (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- fuites linéiques de méthane</li> <li>- émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations</li> </ul>	Année	1 <sup>er</sup> juillet 2020

## 2.2 Indicateurs relatifs aux devis et interventions

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais demandés	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, par type de consommateurs et par type d'interventions, du ratio :</p> <p><u>(Nombre de changements de fournisseurs clôturés durant le mois M dans le délai demandé) / (Nombre total de changements de fournisseurs clôturés durant le mois M)</u></p> <p>(soit six valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- changements de fournisseur nécessitant un déplacement :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o consommateurs 6M</li> <li>o consommateurs MM</li> <li>o consommateurs JJ/JM</li> </ul> </li> <li>- changements de fournisseur ne nécessitant pas de déplacement :                             <ul style="list-style-type: none"> <li>o consommateurs 6M</li> <li>o consommateurs MM</li> <li>o consommateurs JJ/JM</li> </ul> </li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous changements de fournisseurs</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- consommateurs 6M, consommateurs MM et consommateurs JJ/JM suivis distinctement</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre

## 2.3 Indicateurs relatifs à la relation avec les consommateurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, par numéro de centre d'appel, du ratio :</p> <p><u>(Nombre d'appels pris sur le mois M) / (Nombre d'appels reçus sur le mois M)</u></p> <p>(soit deux valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- n° Accueil Accès au Gaz (n° AGNRC)</li> <li>- n° Urgence sécurité gaz)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous types d'appels pris/reçus dans les plages horaires d'ouverture du centre d'appel.</li> <li>- tous types d'interlocuteurs</li> <li>- tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre



<p>Nombre de réclamations de consommateurs par nature</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, par nature de réclamation, de la valeur :</p> <p><u>Nombre total de réclamations de consommateurs clôturées durant le mois M</u></p> <p>(soit dix valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Total</li> <li>- Livraison</li> <li>- Production des services liés à la livraison</li> <li>- Raccordement individuel Gaz</li> <li>- Raccordement du marché d'affaires Gaz</li> <li>- Réseau</li> <li>- Déploiement Gazpar</li> <li>- Développement autres</li> <li>- Acheminement</li> <li>- Autres)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur (les réclamations dont la réponse doit être faite par le fournisseur au consommateur ne sont pas concernées)</li> <li>- tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au consommateur</li> </ul>	<p>Trimestre</p>	<p>Déjà mis en œuvre</p>
<p>Taux de réclamations de consommateurs traitées en plus de 2 mois</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, du ratio :</p> <p><u>(Nombre de réclamations de consommateurs clôturées en plus de 2 mois durant le mois M) / (Nombre total de réclamations de consommateurs clôturées durant le mois M)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>		<p>Mois</p>	<p>Déjà mis en œuvre</p>

#### 2.4 Indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
<p>Taux de réponses aux réclamations des fournisseurs dans les 5 jours calendaires</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>(Nombre de réclamations de fournisseurs clôturées dans les 5 jours calendaires durant le mois M) / (Nombre total de réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois M)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur (les réclamations dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur ne sont pas concernées)</li> <li>- toutes réclamations déposées sur le portail fournisseurs</li> </ul>	<p>Mois</p>	<p>Déjà mis en œuvre</p>
<p>Nombre de réclamations de fournisseurs par nature</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, par nature de réclamation, de la valeur :</p> <p><u>Nombre total de réclamations de</u></p>	<p>uniquement, y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- tous fournisseurs, tous types de</li> </ul>	<p>Mois</p>	<p>Déjà mis en œuvre</p>

	<p><u>fournisseurs clôturées</u> <u>durant le mois M</u></p> <p>(soit huit valeurs suivies : - Total - Accueil - Données de comptage - Gestion et réalisation des prestations - Qualité de fourniture et réseau - Relance - Autres - Déploiement Gazpar)</p>	<p>consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur</li> </ul>		
<p>Taux de réclamations de fournisseurs traitées en plus de 2 mois</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, du ratio :</p> <p><u>(Nombre de réclamations de fournisseurs clôturées en plus de 2 mois durant le mois M) / (Nombre total de réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois M)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>		Mois	Déjà mis en œuvre
<p>Taux de réclamations multiples</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, du ratio :</p> <p><u>(Nombre de réclamations multiples pour un même PCE et un même type de réclamations) / (Nombre total de réclamations)</u></p> <p>(soit une valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes les réclamations reçues par le GRD (dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur ou au consommateur)</li> <li>- tous canaux de transmission de la réclamation</li> <li>- tous fournisseurs, tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre

2.5 Indicateurs relatifs aux données échangées avec les gestionnaires de réseaux de transport (GRT)

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD dans le délai convenu	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <i><u>Nombre de jours du mois M pour lesquels le GRD n'a pas transmis des allocations provisoires calculées à J+1 dans le délai convenu</u></i> (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous GRT confondus</li> <li>- tous jours avec un délai non respecté pour l'un ou les deux GRT</li> <li>- hors jours avec délai non respecté à la demande d'un ou des deux GRT (ce jour est comptabilisé comme un jour où le délai est respecté par le GRD)</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre
Transmission aux GRT des relevés JJ en intra-journalier dans le délai convenu	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <i><u>Nombre d'envoi des relèves intra-journalières du mois M que GRDF a effectué dans le délai convenu entre les GRT et les GRD) / (Nombre maximal théorique d'envoi des relèves intra-journalières du mois M</u></i> (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous GRT confondus</li> <li>- tout envoi avec un délai respecté pour les deux GRT</li> <li>- tous jours avec un délai non respecté à la demande d'un ou des deux GRT (ce jour est comptabilisé comme un jour où le délai est respecté par le GRD)</li> </ul>	Mois	Déjà mis en œuvre
Qualité des relevés JJ transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <i><u>(Somme pour chaque jour J du mois M du nombre de valeurs de consommations de consommateurs télérelevés JJ intégrées dans les calculs d'allocations à J+1) / (Somme pour chaque jour J du mois M du nombre de consommateurs télérelevés JJ enregistrés dans le SI OMEGA pour le jour J)</u></i> (soit une valeur suivie)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes valeurs effectivement relevées</li> <li>- aucune valeur de repli / remplacement prise en compte</li> <li>- tous fournisseurs, toutes ZET<sup>62</sup>, tous GRT<sup>63</sup> confondus</li> </ul>	Mois	1 <sup>er</sup> juillet 2020

<sup>62</sup> ZET : zone d'équilibrage transport.

<sup>63</sup> GRT : gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel.



<p>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</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur :  <u>Nombre de jours du mois M pour lesquels le GRD<sup>64</sup> n'a pas transmis des allocations provisoires calculées à J+1 dans un délai permettant leur prise en compte par les GRT</u>                  (soit une valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous GRT confondus</li> <li>- tous jours avec un délai non respecté pour l'un ou les deux GRT (la pénalité est due si au moins un GRT est impacté par un retard)</li> <li>- hors jours avec délai non respecté à la demande d'un ou des deux GRT (ce jour est comptabilisé comme un jour où le délai est respecté par le GRD)</li> </ul>	<p>Mois</p>	<p>1<sup>er</sup> juillet 2020</p>
--	---	---	-------------	------------------------------------

2.6 Indicateurs relatifs aux rectifications d'index

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
<p>Taux d'index rectifiés</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les consommateurs 6M :  <math display="block">\frac{\text{(Nombre de relèves transmises au statut rectifié sur le mois M - Nombre de rectifications suite à MES sur le mois M)}}{\text{(Nombre de relèves totales transmises sur le mois M)}}</math> </li> <li>- pour les autres consommateurs :  <math display="block">\frac{\text{(Nombre de PCE actifs dont l'index a été rectifié sur le mois M)}}{\text{(Nombre total de PCE actifs sur le mois M)}}</math> </li> </ul> <p>(soit 2 valeurs suivies)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes modifications d'index, quel que soit le fait générateur, à l'exception des rectifications suites à MES pour les consommateurs 6M</li> <li>- tous index réels, et également tous les index calculés pour les consommateurs autres que 6M</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> </ul>	<p>Mois</p>	<p>1<sup>er</sup> juillet 2020</p>

<sup>64</sup> GRD : gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel.



2.7 Indicateurs relatifs aux nouveaux projets de GRDF

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Périmètre de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
<p>Délai de réponse aux études détaillées pour les porteurs de projet biométhane</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur :</p> <p><u>Délai moyen entre la date de réception et la date de réponse aux demandes d'études détaillées adressées à GRDF dans le cadre du raccordement d'une installation d'injection de biométhane</u></p> <p>(soit 1 valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- demandes adressées par un porteur de projet biométhane à GRDF selon les modalités définies dans la procédure de gestion du registre de capacité (jalon D1)</li> <li>- demandes initialement adressées à un GRT et transférées à GRDF</li> </ul>	<p>Mois</p>	<p>1<sup>er</sup> juillet 2020</p>
<p>Nombre de réclamations consécutives au raccordement d'une installation de biométhane</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, de la valeur :</p> <p><u>Nombre total de réclamations de producteurs consécutives au raccordement d'une installation de biométhane clôturées durant le mois M</u></p> <p>(soit 1 valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par GRDF à un producteur de biométhane</li> <li>- tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par GRDF au producteur</li> </ul>	<p>Mois</p>	<p>1<sup>er</sup> juillet 2020</p>
<p>Nombre de réclamations associées au projet « Changement de gaz »</p>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2, de la valeur :</p> <p><u>Nombre total de réclamations associées au projet « Changement de gaz » clôturées durant le mois M</u></p> <p>(soit 1 valeur suivie)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- toutes réclamations dont la réponse doit être faite par GRDF à un consommateur</li> <li>- tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral</li> <li>- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par GRDF au consommateur</li> </ul>	<p>Mois</p>	<p>1<sup>er</sup> juillet 2020</p>

**ANNEXE 3 : RÉGULATION INCITATIVE DES COÛTS UNITAIRES DES INVESTISSEMENTS DANS LES RÉSEAUX (ANNEXE CONFIDENTIELLE)**

Cette annexe est confidentielle.

**ANNEXE 4 : RÉGULATION INCITATIVE DES CHARGES RELATIVES AUX PERTES ET DIFFÉRENCES DIVERSES (ANNEXE CONFIDENTIELLE)**

Cette annexe est confidentielle.

**ANNEXE 5 : VALEURS DE RÉFÉRENCE POUR LE TARIF DE PROXIMITÉ (ANNEXE CONFIDENTIELLE)**

Cette annexe est confidentielle.