

## 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

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Le tarif péréqué actuel d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF, dit « tarif ATRD4<sup>1</sup> », est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2012 en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 février 2012<sup>2</sup>. Les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution (ELD) sont, quant à eux, entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2013 en application de la délibération de la CRE du 25 avril 2013<sup>3</sup>. Ces tarifs ont été conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans.

### **Cadre juridique**

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

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

### **Travaux tarifaires**

Dans le cadre de l'élaboration du prochain tarif de GRDF, dit « tarif ATRD5 », GRDF a transmis à la CRE, par courrier du 15 mai 2015, l'ensemble des éléments de sa demande tarifaire. GRDF demandait, à cadre de régulation inchangé et en maintenant le taux de rémunération du capital à 6,0 % réel avant impôts, une hausse du tarif au 1<sup>er</sup> juillet 2016 de + 6,0 % et une évolution annuelle de la grille tarifaire selon un pourcentage de variation égal à « inflation + 1,4 % » sur les années 2017 à 2019.

<sup>1</sup> ATRD : Accès des Tiers au Réseau de Distribution

<sup>2</sup> Délibération de la CRE du 28 février 2012 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

<sup>3</sup> Délibération de la CRE du 25 avril 2013 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution. Le tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de Sorégies est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2014 en application de la délibération de la CRE du 26 mars 2014 et est conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ trois ans.

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

L'opérateur a mis à jour sa demande tarifaire fin novembre 2015 et sollicite, à cadre de régulation inchangé et en maintenant le taux de rémunération du capital à 6,0 % réel avant impôts, une hausse du tarif au 1<sup>er</sup> juillet 2016 de + 4,7 % et une évolution annuelle de la grille tarifaire selon un pourcentage de variation égal à « inflation + 1,4 % ».

Après prise en compte de l'ensemble des montants à couvrir par le tarif pendant la période tarifaire ATRD5 (réestimation plus récente du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) pour l'année 2015, charges dues aux impayés,...), la demande de GRDF équivaut à une hausse du tarif au 1<sup>er</sup> juillet 2016 de + 11,4 %, suivie d'une évolution annuelle selon l'inflation.

En application des articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie qui encadrent les compétences tarifaires de la CRE, la présente délibération définit le nouveau tarif ATRD5 péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2016.

Pour établir ce tarif, la CRE a organisé une consultation publique qui s'est déroulée du 18 novembre au 18 décembre 2015, pour laquelle 137 contributions de fournisseurs, d'une seule association de consommateurs, de gestionnaires d'infrastructure, d'autorités organisatrices de la distribution d'énergie, d'organisations syndicales et d'autres acteurs, ont été reçues. Une large majorité des contributeurs s'est exprimée favorablement sur les orientations proposées par la CRE. Les réponses dont les auteurs n'ont pas demandé qu'elles restent confidentielles sont publiées en même temps que la présente délibération. Elle a organisé une table ronde à laquelle elle a convié les fournisseurs et l'association de consommateurs ayant répondu à la consultation publique. Elle a également procédé à des auditions de GRDF et de son actionnaire.

La CRE a mené des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par GRDF. Elle a publié les études suivantes sur lesquelles elle s'est appuyée pour définir le tarif ATRD5 de GRDF :

- une étude externe de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe<sup>5</sup> ;
- une étude externe sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) des infrastructures d'électricité et de gaz naturel en France ainsi que l'audit externe de la demande de CMPC de GRDF sur la période ATRD5<sup>6</sup> ;
- un audit externe des charges d'exploitation de GRDF pour la période 2012-2019 et une comparaison internationale des charges d'exploitation des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel en Europe<sup>7</sup> ;
- une étude interne de comparaison internationale des tarifs de distribution de gaz naturel<sup>8</sup>.

Enfin, en application des dispositions de l'article L.452-3 du code de l'énergie, la CRE a pris en compte des orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie par lettre du 10 février 2016. Ces orientations portent sur les enjeux de nécessaire maîtrise des coûts, sans toutefois que cette dernière amène à remettre en cause en particulier la sécurité des utilisateurs du gaz naturel, la conversion et l'adaptation du réseau de gaz naturel dans le nord de la France (projet « Tulipe »), l'accompagnement par GRDF des territoires et la mise en place d'une politique favorisant l'accès au gaz naturel, dans le cadre du contrat de service public signé entre l'Etat et GRDF pour la période 2015-2018. Ces orientations soulignent enfin l'importance des objectifs d'injection de biométhane définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie en cours de concertation. Ces orientations peuvent être consultées sur le site Internet de la CRE.

<sup>5</sup> [Etude externe de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe](#)

<sup>6</sup> [Etude externe sur le coût moyen pondéré du capital \(CMPC\) des infrastructures d'électricité et de gaz en France et audit externe de la demande de CMPC de GRDF sur la période ATRD5](#)

<sup>7</sup> [Audit externe des charges d'exploitation de GRDF pour la période 2012-2019](#)

<sup>8</sup> [Etude comparative des tarifs de distribution de gaz naturel en Europe](#)

## **Principales évolutions**

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

- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2016, avec une évolution au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des charges d'exploitation de l'opérateur : l'opérateur conservera les gains ou les pertes qui pourraient être réalisés par rapport à la trajectoire prévue ;
- une incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement, avec une régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux et une régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service ainsi qu'à l'augmentation du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz ;
- une incitation à l'efficacité des dépenses de recherche et développement ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir le tarif de GRDF ;
- une clause de rendez-vous activable au bout de deux ans d'application du tarif, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation de l'opérateur sur les années 2018 et 2019.

Ce cadre de régulation donne à l'ensemble des acteurs du marché de la visibilité sur l'évolution du tarif de GRDF entre 2016 et 2019, comme ceux-ci l'ont souligné lors de la consultation publique. Il incite GRDF à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de ses coûts, que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux. Il le protège également des risques, liés notamment à l'inflation et aux aléas climatiques influant sur les quantités de gaz distribuées, ainsi que des conséquences éventuelles d'évolutions réglementaires sur les deux dernières années de la période tarifaire.

Le tarif ATRD5 défini par la CRE entrera en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2016. Il prévoit une hausse à cette date de + 2,76 % en euros courants par rapport au tarif actuel. Sur la période 2017 à 2019, la CRE retient une évolution annuelle de la grille tarifaire de GRDF selon un pourcentage de variation égal à « inflation - 0,8 % ».

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

- les demandes de GRDF relatives aux trajectoires d'investissement, aux charges de personnel et aux dépenses de sécurité ;
- les coûts des nouveaux projets à forts enjeux pour GRDF tels que le déploiement des compteurs évolués Gazpar et la transformation du service commun avec ERDF ;
- le nouveau modèle de correction climatique et la nouvelle référence climatique utilisés pour les hypothèses de quantités de gaz distribuées entre 2016 et 2019 demandées par GRDF.

Elle a également pris en compte les coûts identifiés par GRDF en lien avec l'évolution de son métier de GRD, dans le contexte de la transition énergétique, tels que ceux relatifs à la mise à disposition des données, au développement des réseaux intelligents et à l'essor des injections de biométhane dans les réseaux de gaz naturel.

La CRE a également intégré les conséquences financières de la décision du comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) du 19 septembre 2014<sup>9</sup>, en application de laquelle GRDF doit supporter les coûts de la part acheminement des factures impayées des consommateurs.

<sup>9</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](#)

Les différences de niveau entre ce tarif et la demande de GRDF sont principalement liées aux paramètres suivants :

- le coût moyen pondéré du capital fixé à 5,0 % réel avant impôts ;
- la révision par la CRE des hypothèses retenues par GRDF concernant certains postes de charges ;
- des efforts de productivité additionnels par rapport à ceux proposés initialement par GRDF et correspondant à ceux attendus d'un opérateur efficace, représentant 0,4 % par an en moyenne sur les charges nettes d'exploitation de l'opérateur.

Compte tenu de la part du tarif d'acheminement sur les réseaux de distribution dans le prix final de vente du gaz naturel, et les impayés de la part acheminement étant désormais supportés par GRDF et non plus par le fournisseur historique, cette hausse de + 2,76 % conduirait, toutes choses égales par ailleurs, à une augmentation, au 1<sup>er</sup> juillet 2016, de + 0,60 %, hors taxe, du tarif réglementé de vente (TRV) de gaz en distribution publique pour un client domestique moyen consommant le gaz pour un usage chauffage (client au tarif B1, sur la zone Paris).

En ce qui concerne la structure du tarif, les principes en vigueur sont reconduits pour le tarif ATRD5. Toutefois, dans la perspective des tarifs ATRD6, la CRE organisera à partir du deuxième trimestre 2016 des travaux sur la structure des tarifs, qui seront menés avec les GRD et en concertation avec les acteurs de marché. Ces travaux permettront, par exemple, de mieux prendre en compte les évolutions de comportement des consommateurs dans la structure tarifaire afin de les inciter à maîtriser leur demande en énergie ou encore de mieux les inciter à limiter leur consommation pendant les périodes de pointe.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision, a rendu son avis le 1<sup>er</sup> mars 2016.

# SOMMAIRE

<b>I. METHODOLOGIE</b> .....	<b>9</b>
<b>A. PRINCIPES GENERAUX</b> .....	<b>9</b>
<b>B. CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LE TARIF ATRD5</b> .....	<b>12</b>
1. Régulation incitative des charges d'exploitation et des dépenses d'investissement .....	12
1.1. Les charges nettes d'exploitation .....	12
1.2. Les dépenses d'investissement.....	13
a) Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux .....	13
b) Régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux ».....	14
2. Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) .....	14
3. Régulation incitative des charges relatives aux pertes et différences diverses (PDD).....	16
4. Régulation incitative pour le développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz .....	17
5. Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D).....	19
6. Régulation incitative de la qualité de service.....	20
7. Clause de rendez-vous .....	22
<b>C. STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION DE GRDF</b> .....	<b>22</b>
1. Continuité de la structure tarifaire existante .....	22
2. Traitement tarifaire des GRD de rang n+1 .....	23
3. Analyse des coûts de long terme et évolution de structure à l'horizon du tarif ATRD6 de GRDF	24
<b>II. PARAMETRES DU TARIF ATRD5 DE GRDF ET DE SA TRAJECTOIRE D'EVOLUTION</b> .....	<b>25</b>
<b>A. REVENU AUTORISE PREVISIONNEL</b> .....	<b>25</b>
1. Demande de GRDF .....	25
2. Charges d'exploitation.....	26
2.1. Principales conclusions .....	27
2.2. Analyse des principaux postes de charges d'exploitation .....	29
a) Dépenses liées au projet « Transformation » (réorganisation des activités du service commun partagé entre ERDF et GRDF).....	29
b) Dépenses d'exploitation relatives aux systèmes d'information .....	29
i Nouveaux projets pour l'évolution des systèmes d'information.....	29
ii Dépenses récurrentes relatives aux systèmes d'information .....	30
iii Charges totales relatives aux systèmes d'information .....	30

c)	Charges de siège.....	30
d)	CICE (Crédit d'impôt Compétitivité Emploi).....	31
e)	Production immobilisée.....	31
f)	Recettes extratarifaires.....	31
g)	Evolution des dépenses liées au projet de comptage évolué « Gazpar ».....	32
h)	Dépenses et recettes liées aux injections de biométhane .....	33
i)	Dépenses liées au projet « Tulipe » (conversion et adaptation du gaz B en gaz H dans le nord de la France).....	34
j)	Autres projets.....	34
i	Projets « Territoires » et « Prévisions de la demande ».....	34
ii	Projets « Smart Grids » .....	35
k)	Transfert de certaines charges relatives aux ouvrages de raccordement au réseau de transport, des tarifs ATRD5 vers le terme de capacité de livraison aux PITD des tarifs de transport de gaz (ATRT6).....	35
2.3.	Synthèse des ajustements poste à poste.....	36
2.4.	Effort de productivité.....	36
<b>3.</b>	<b>Incitations financières prévisionnelles au titre de la régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz.....</b>	<b>37</b>
<b>4.</b>	<b>Charges dues aux impayés .....</b>	<b>38</b>
<b>5.</b>	<b>Charges de capital normatives .....</b>	<b>39</b>
5.1.	Taux de rémunération de la BAR .....	39
5.2.	Programme d'investissements .....	41
5.3.	Trajectoire prévisionnelle de charges de capital pour la période 2016-2019.....	41
<b>6.</b>	<b>Prise en compte du solde du CRCP du tarif ATRD4.....</b>	<b>42</b>
<b>7.</b>	<b>Revenu autorisé sur la période tarifaire 2016-2019 .....</b>	<b>42</b>
<b>B.</b>	<b>HYPOTHESES DE QUANTITES DE GAZ DISTRIBUEES ET DE NOMBRE DE CONSOMMATEURS DESSERVIS .....</b>	<b>43</b>
1.	Evolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRD4.....	43
2.	Trajectoires retenues pour le tarif ATRD5 .....	43
<b>C.</b>	<b>TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TARIF ATRD5 DE GRDF .....</b>	<b>44</b>
<b>III.</b>	<b>TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF.....</b>	<b>46</b>
<b>A.</b>	<b>REGLES TARIFAIRES .....</b>	<b>46</b>
1.	Définitions .....	46
2.	Facturation par point de livraison .....	46
3.	Prestations couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF .....	46
4.	Structure et choix des options tarifaires .....	47
5.	Mode de relève d'un point de livraison .....	48
6.	Souscriptions mensuelles ou quotidiennes de capacité journalière.....	49

7.	Modification du niveau de souscription annuelle pour un point de livraison .....	49
8.	Pénalités pour dépassement de capacité journalière souscrite .....	49
9.	Regroupement de points de livraison .....	50
10.	Alimentation d'un point de livraison par plusieurs fournisseurs .....	50
11.	Traitement tarifaire des GRD de rang n+1.....	50
<b>B. TARIF PEREQUE D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF .....</b>		<b>51</b>
1.	Tarif péréqué de GRDF applicable du 1 <sup>er</sup> juillet 2016 au 30 juin 2017.....	51
2.	Tarif péréqué de GRDF applicable à compter du 1 <sup>er</sup> juillet 2017 .....	52
2.1.	Calcul du solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier de l'année N.....	52
2.2.	Calcul du coefficient $k_N$ en vue de l'apurement du solde du CRCP .....	53
2.3.	Revenu autorisé calculé ex post pour la part proportionnelle aux quantités acheminées .....	53
2.4.	Postes de charges pris en compte pour le calcul ex post du revenu autorisé pour la part proportionnelle aux quantités acheminées .....	54
a)	Charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles .....	54
b)	Charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles .....	54
c)	Charges de capital normatives non incitées.....	55
d)	Charges relatives aux pertes et différences diverses.....	55
i	Volume annuel de référence.....	55
ii	Prix annuel de référence.....	55
iii	Coût de transport annuel de référence .....	55
e)	Charges relatives aux impayés.....	56
f)	Charges relatives au projet « Tulipe » .....	56
g)	Ecarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel.....	56
h)	Apurement du solde du CRCP du tarif ATRD4 .....	56
2.5.	Postes de recettes pris en compte pour le calcul ex post du revenu autorisé pour la part proportionnelle aux quantités acheminées .....	57
a)	Recettes prévisionnelles liées aux abonnements, souscriptions de capacité et terme proportionnel à la distance .....	57
b)	Recettes extratarifaires non incitées.....	57
c)	Ecarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes .....	57
d)	Recettes au titre des pénalités perçues pour les dépassements de capacité souscrites par les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T4 et TP .....	57
2.6.	Incitations financières au titre de la régulation incitative .....	57
a)	Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux .....	57
b)	Régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz .....	58
c)	Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Gazpar .....	60
d)	Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) .....	60
e)	Régulation incitative de la qualité de service.....	60
2.7.	Valeurs de référence .....	61
<b>C. ANNEXES .....</b>		<b>63</b>
1.	Annexe 1 - Indicateurs de suivi de la qualité de service de GRDF .....	63
1.1.	Indicateurs de suivi de la qualité de service de GRDF donnant lieu à incitation financière.....	63
1.2.	Autres indicateurs de suivi de la qualité de service de GRDF .....	75
2.	Annexe 2 - Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux (annexe confidentielle).....	79

3. **Annexe 3 - Régulation incitative des charges relatives aux pertes et différences diverses (annexe confidentielle) ..... 79**

4. **Annexe 4 – Valeurs de référence pour le tarif de proximité (annexe confidentielle) ..... 79**



## I. METHODOLOGIE

### A. Principes généraux

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

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

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

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

#### Définition du revenu autorisé prévisionnel

La CRE définit le revenu autorisé prévisionnel du GRD sur la période considérée sur la base du plan d'affaires<sup>10</sup> transmis par l'opérateur.

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

$$RA_p = CNE_p + CCN_p + A$$

Avec :

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

#### Charges d'exploitation

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

Le niveau des charges d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité du GRD dans la mesure où, en application de l'article L.452-1 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseaux efficace. L'ensemble des données prévisionnelles du plan d'affaires communiqué par l'opérateur font l'objet d'une analyse détaillée et, le cas échéant, de révisions.

#### 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.

$$CCN_p = \text{Amortissements prévisionnels} + \text{BAR prévisionnelle} \times \text{CMPC}$$

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

<sup>10</sup> Dans le cas présent, le plan d'affaires de GRDF était relatif aux années 2016 à 2019

Par ailleurs, la CRE a mandaté un prestataire externe pour réaliser une étude comparative sur la méthodologie de rémunération du capital des gestionnaires de réseau européens, étude qui a été rendue publique au moment de la consultation publique du 18 novembre 2015 sur le prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

#### Valeur et actualisation de la base d'actifs régulés (BAR)

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 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 :*

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 sont réputés mis en service au 1<sup>er</sup> juillet de l'année ;
- les terrains sont pris en compte sur leur valeur historique réévaluée non amortie.

<b>Catégorie d'actif</b>	<b>Durée de vie normative en années</b>
Conduites et branchements	50 ou 45 <sup>11</sup>
Postes de détente	40
Compression / comptage	20
Autres installations techniques	10
Constructions	30

#### *Actualisation de la valeur de la BAR :*

Les actifs mis en service entre le 1<sup>er</sup> janvier 2003 et le 31 décembre 2014 sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute. Les investissements prévus à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2015 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.

<sup>11</sup> Les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les durées de vie pour l'amortissement des actifs mis en service après le 31 décembre 2002 sont identiques à celles utilisées pour la revalorisation des actifs mis en service avant cette date, à l'exception des canalisations et branchements pour lesquels une durée de vie de 45 ans est retenue.

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

- les actifs sont réévalués au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année de l'inflation sur la période de juillet à juillet. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice INSEE 641194 des prix à la consommation hors tabac pour la France entière ;
- les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les durées de vie pour l'amortissement des actifs après le 31 décembre 2002 sont identiques à celles utilisées pour la revalorisation des actifs mis en service avant cette date, à l'exception des canalisations et branchements pour lesquels une durée de vie de 45 ans est retenue.

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.

### **Cadre de régulation tarifaire**

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

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

En deuxième lieu, les dispositions du cadre de régulation tarifaire permettent de corriger, *a posteriori*, le revenu autorisé à travers le CRCP qui, pour des postes prédéfinis, prend notamment en compte les écarts entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées.

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

A compter de son année d'entrée en vigueur, la grille tarifaire évolue au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année, en appliquant au tarif en vigueur la variation suivante :

$$Z = IPC - X + k$$

Avec :

- Z : variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet, exprimée en pourcentage ;
- IPC : variation annuelle moyenne constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, telle que calculée par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 641194) ;
- X : facteur d'évolution annuel de la grille tarifaire, en pourcentage ;
- k : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP. Le terme k ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse de plus de 2 % de la grille tarifaire en vigueur. L'évolution annuelle de la grille tarifaire de GRDF sera donc comprise entre (IPC - X - 2 %) et (IPC - X + 2 %).

### **Structure des tarifs**

La structure du tarif est constituée de quatre options tarifaires principales : trois options T1, T2, T3 comprenant chacune un abonnement et un terme proportionnel aux quantités de gaz acheminées et une option T4 comprenant un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités de gaz acheminées. Les grands consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution bénéficient d'un tarif, dit « de proximité ». Les consommateurs d'un immeuble ou d'un groupe de logements ne disposant pas d'un compteur individuel et disposant d'un compteur collectif sont facturés sur la base des termes tarifaires de l'option T1. Pour les autres consommateurs ne disposant pas d'un compteur individuel, un forfait est appliqué.

## **B. Cadre de régulation incitative pour le tarif ATRD5**

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

En application de ces dispositions, la présente décision tarifaire prévoit la reconduction des principes généraux du cadre de régulation du tarif ATRD4 incitant GRDF à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux. Toutefois, le cadre existant évolue sur la base du retour d'expérience du tarif en vigueur et de l'étude externe réalisée pour le compte de la CRE sur la régulation incitative des infrastructures d'électricité et de gaz en Europe.

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

- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2016, avec une évolution au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des charges d'exploitation de l'opérateur : l'opérateur conservera la totalité des gains de productivité et pertes supplémentaires qui pourraient être réalisés ;
- une incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement, avec une régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux et une régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » ;
- des incitations à l'amélioration de la qualité de service, au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz ainsi qu'à l'amélioration de l'efficacité des dépenses de recherche et développement ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir le tarif de GRDF ;
- une clause de rendez-vous activable au bout de deux ans d'application du tarif, afin d'examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation de l'opérateur sur les années 2018 et 2019.

Ce cadre de régulation donne à l'ensemble des acteurs du marché une bonne visibilité sur l'évolution du tarif de GRDF entre 2016 et 2019. Il incite GRDF à améliorer son efficacité tout en le protégeant des risques, liés notamment à l'inflation et aux aléas climatiques influant sur les quantités de gaz distribuées, ainsi que des conséquences éventuelles d'évolutions réglementaires sur les années 2018 et 2019.

Une large majorité des contributeurs s'est exprimée favorablement sur les orientations de la CRE portant sur le cadre de régulation incitative du tarif ATRD5.

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

En préparation du présent tarif, la CRE a analysé les axes d'amélioration possibles du cadre de régulation, afin de mieux inciter GRDF à la maîtrise de ses coûts et à la bonne réalisation de ses investissements.

Pour éclairer cette analyse, elle a confié à un consultant extérieur une étude sur les mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe. Cette étude a porté plus spécifiquement sur la régulation des charges d'exploitation et des coûts d'investissements. Cette étude a été publiée en même temps que la consultation publique menée par la CRE fin 2015. A cette occasion, la majorité des acteurs s'est exprimée en faveur du maintien de l'incitation à la maîtrise des charges d'exploitation et du renforcement de l'incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement.

#### **1.1. Les charges nettes d'exploitation**

Afin de conserver l'incitation à la maîtrise des charges d'exploitation, introduite par le tarif ATRD3 et renforcée par le tarif ATRD4, ainsi que la visibilité offerte au marché sur les évolutions tarifaires, le dispositif en vigueur est reconduit.

Ainsi, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de l'opérateur est définie sur la période 2016-2019. Elle comporte un objectif de productivité additionnel par rapport à celui proposé initialement par GRDF et correspondant à celui attendu d'un opérateur efficace.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par GRDF au-delà de l'objectif de productivité fixé par le tarif ATRD5 seront conservés intégralement par l'opérateur, comme pour le tarif ATRD4. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par l'opérateur.

## **1.2. Les dépenses d'investissement**

Dans le cadre tarifaire du tarif ATRD4, les écarts de charges de capital entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées sont couverts à 100 % à travers le CRCP. L'incitation à l'amélioration de l'efficacité sur les investissements (maîtrise des coûts et des délais) est donc limitée. En outre, le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement mis en œuvre par le tarif ATRD4 s'est avéré perfectible. L'objectif de maîtrise des dépenses d'investissements a été atteint dans la mesure où, sur l'enveloppe concernée, une économie estimée à environ 88 M€ a été réalisée par rapport à la trajectoire prévue, les investissements nécessaires à l'exploitation et à la sécurité du réseau ayant été réalisés. Toutefois, pour l'année 2014, les indicateurs quantitatifs de suivi transmis par GRDF dans le cadre prévu par le tarif ATRD4 ont été insuffisants pour s'assurer que cette économie ne s'était pas faite au détriment de la réalisation des volumes prévus d'investissements.

Enfin, les charges d'exploitation de GRDF ne rentrent pas dans le périmètre du CRCP (à l'exception de celles relatives aux pertes et différences diverses) et font donc l'objet d'une forte incitation. Cette dissymétrie des cadres de régulation peut introduire une distorsion dans les choix de l'opérateur entre des solutions impliquant des investissements et d'autres impliquant des charges d'exploitation lorsqu'elles sont substituables.

La CRE maintient le principe général de couverture à 100 % à travers le CRCP des écarts de charges de capital entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées. La CRE fait en revanche évoluer le mécanisme de régulation incitative relatif aux dépenses d'investissements de GRDF pour le tarif ATRD5, en mettant en œuvre deux mécanismes distincts portant, d'une part, sur les coûts unitaires de certains investissements dans les réseaux et, d'autre part, sur certains investissements « hors réseaux ».

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

Selon l'étude réalisée par un consultant externe pour le compte de la CRE, plusieurs régulateurs européens ont déjà mis en œuvre un mécanisme de régulation des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique se déclare favorable à un tel mécanisme, selon les modalités proposées par la CRE.

La présente délibération met en œuvre 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 (plus spécifiquement les investissements relatifs au raccordement de nouveaux consommateurs et au déplacement et à l'adaptation des ouvrages) sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation et la sécurité de son réseau.

Ce mécanisme porte sur la quasi-totalité des immobilisations de réseaux de GRDF sur la période ATRD5. Les immobilisations de « réseaux » incitées (419,3 M€ en 2014) représentent environ 91 % des immobilisations mises en service relatives aux raccordements des nouveaux consommateurs (203,6 M€ en 2014) et aux déplacements et adaptations des ouvrages (258,9 M€ en 2014). En se fondant sur la trajectoire prévisionnelle des investissements de GRDF sur la période tarifaire ATRD5, le montant des immobilisations de « réseaux » incitées est de l'ordre de 510 M€ en moyenne par an sur cette même période.

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

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

Cette différence, positive ou négative, reflète l'efficacité de l'opérateur pour le volume d'investissement effectivement réalisé. Elle fera l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau, à travers la prise en compte via le CRCP d'une incitation (bonus ou malus) égale à 20 % de cette différence. 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€.

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 de leur valeur effective.

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

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

La CRE n'inclut pas les nouveaux projets de systèmes d'information (SI) dans ce mécanisme. En effet, il est souhaitable de maintenir la capacité de GRDF à répondre à des besoins du marché qui nécessiteraient des évolutions majeures des SI en cours de période tarifaire et dont les coûts et les calendriers sont difficilement prévisibles. Ainsi, les charges de capital liées aux projets « Reconstruction des SI » et « SI transformant »<sup>12</sup> continueront d'être couvertes en totalité à travers le mécanisme du CRCP.

La totalité des fournisseurs ayant répondu à la consultation publique est favorable à la mise en œuvre d'un tel mécanisme. La plupart des gestionnaires d'infrastructures estime ce mécanisme complexe.

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

Tout au long de la période tarifaire et pour ces catégories d'actifs, les charges de capital seront calculées en se fondant sur la base comptable prévisionnelle, sans prendre en compte la base comptable réalisée. Le calcul prendra en revanche en compte, à travers le CRCP, l'inflation réalisée, à l'image de ce qui est fait pour l'ensemble des charges de capital.

Pour les périodes tarifaires suivantes, la réalité de la base comptable sera de nouveau prise en compte, afin que le mécanisme permette un partage des gains ou une mutualisation des surcoûts avec les utilisateurs.

En fin de période tarifaire, la CRE mènera une analyse *ex post* des trajectoires de mises en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes.

Le montant des charges de capital concernées par ce mécanisme et qui sont donc incitées est de l'ordre de 115 M€/an.

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Charges de Capital Normatives (CCN) "hors réseaux"	108,4	117,2	118,3	118,6

## **2. Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)**

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

Le CRCP prend en compte chaque année tout ou partie des écarts de coûts ou de revenus constatés sur des postes prédéfinis. L'apurement du solde de ce compte s'opère annuellement au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année de manière automatique par une diminution ou une augmentation du revenu à recouvrer par le tarif,

<sup>12</sup> Le projet « Reconstruction SI » correspond à l'évolution des SI de GRDF pour remplacer les SI historiques (Disco et Pictrel) et pour prendre en compte la réorganisation du service commun partagé avec ERDF. Le projet « SI transformant » correspond aux ajustements nécessaires à la mise en concurrence des prestations et licences IT, aujourd'hui confiées à GDF SUEZ IT.

dont l'ampleur en valeur absolue est limitée à 2 %. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, un taux d'intérêt s'applique au solde du compte, sur la base d'une hypothèse de taux sans risque nominal fixée à 2,8 % pour la période tarifaire ATRD5.

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

La CRE décide de conserver le principe général du CRCP existant, tout en faisant évoluer ses modalités de calcul et le périmètre de certains postes de charges et de revenus pris en compte par ce mécanisme. Les postes pris en compte à travers le CRCP pour le tarif ATRD5 sont les suivants :

- 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 % pour leur montant réalisé ;
- les charges de capital supportées par GRDF, prises en compte à 100 % pour leur montant réalisé, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » et pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte ;
- les charges relatives aux pertes et différences diverses : la trajectoire annuelle de référence est révisée *ex post* et les écarts entre ce nouveau montant de référence et les charges réelles de GRDF sont pris en compte à 70 % (cf. paragraphe I. B. 3) ;
- 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 incitations financières générées par le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, pour tous les indicateurs concernés, hormis celui relatif au respect des rendez-vous client, afin de permettre le reversement aux utilisateurs du réseau des pénalités en cas de non-atteinte du niveau de qualité de service fixé, ou le versement à GRDF des bonus en cas de dépassement des objectifs (cf. paragraphe I. B. 6) ;
- les incitations financières générées par la régulation incitative des coûts unitaires d'investissement (cf. paragraphe I. B. 1. 2. a) ;
- les incitations financières relatives au projet de comptage évolué « Gazpar », définies par la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF<sup>13</sup> ;
- les évolutions de charges générées par les impayés de GRDF à compter de l'année 2016 d'une part, et sur la période antérieure au 31 décembre 2015 hors tarif réglementé de vente (TRV) d'autre part, prises en compte à 100 % (cf. paragraphe II. A. 4) ;
- les coûts prévisionnels du projet « Tulipe » non intégrés dans les trajectoires prévisionnelles ATRD5, sur demande de GRDF et sur la base des résultats de l'étude technico-économique qui sera menée par la CRE conformément à l'article L.432-13 du code de l'énergie. Les coûts prévisionnels 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 (cf. paragraphe II. A. 2. 2. i) ;
- les revenus perçus par GRDF sur les participations de tiers, les recettes des prestations annexes perçues au titre des contrats de livraison directs et les recettes générées par les autres prestations récurrentes facturées aux fournisseurs pour les clients concernés (par exemple, les locations de compteur), pris en compte à 100 %. En effet, les revenus correspondants sont d'un montant significatif, les volumes de réalisation sont difficilement prévisibles et une part importante des coûts correspondants est générée par des dépenses d'investissement couvertes à travers le CRCP ;
- les 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.

<sup>13</sup> [Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF](#)

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.

La méthode de calcul du solde du CRCP est simplifiée et cohérente avec un équilibrage tarifaire par année civile.

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.

### 3. Régulation incitative des charges relatives aux pertes et différences diverses (PDD)

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

- des pertes techniques liées aux fuites, au remplissage des réseaux neufs, aux purges des ouvrages avant intervention et aux agressions des ouvrages en service lors de travaux ;
- de la marge d'imprécision du comptage du gaz au niveau des postes transport à l'interface avec le réseau de distribution et au niveau des postes clients (biais de comptage), ainsi que d'autres incertitudes liées notamment à la conversion des volumes lus sur les compteurs en énergie. En effet, la conversion du volume de gaz (en 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 du gaz sur le marché de gros, correspondant à un taux de pertes théorique. Celui-ci a été fixé pour le tarif ATRD4 à 0,73 % des quantités totales de gaz distribuées. La CRE conserve ce taux comme point de départ pour le tarif ATRD5 en le faisant évoluer à la baisse au cours de la période tarifaire suivant le rythme prévisionnel de déploiement des compteurs évolués « Gazpar ». En effet, l'étude technico-économique réalisée par la CRE en 2013 a mis en évidence que le déploiement des compteurs évolués permettra de réduire les pertes et différences diverses. Le volume de pertes et différences diverses évitées à l'échéance du déploiement est estimé à 350 GWh/an. Le taux de pertes théorique, le volume prévisionnel de pertes et différences diverses et les charges prévisionnelles d'achats de gaz retenus pour la période 2016-2019 sont les suivants :

	2016	2017	2018	2019
Taux de pertes théorique (en % des quantités de gaz distribuées)	0,73 %	0,72 %	0,71 %	0,69 %
Volume prévisionnel de pertes et différences diverses (GWh)	2 094 GWh	2 070 GWh	2 024 GWh	1 943 GWh
Charges prévisionnelles d'achat de gaz couvertes par le tarif ATRD5 (M€ courants)	53,9 M€	41,4 M€	36,1 M€	34,0 M€

Les pertes et différences diverses se composent ainsi des charges suivantes :

- les charges d'achats de gaz 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 en fonction des prix prévisionnels prenant en compte les prix à terme connus lors de l'élaboration du tarif. Ils tiennent compte pour les années 2016 et 2017, des volumes déjà achetés par GRDF dans le cadre de sa politique d'achats de gaz par appel d'offres. Ces charges intègrent également le coût de transport du gaz de la place de marché (PEG) aux PITD. Les charges prévisionnelles d'achats de gaz couvertes par le tarif ATRD5 sont en moyenne de 41,3 M€ courants par an sur la période 2016-2019 ;
- les charges et produits liés au compte d'écarts distribution (CED) avec les fournisseurs, qui sont initialement supposés nuls ;
- les charges et produits liés au compte inter-opérateurs (CIO) entre GRDF et les GRT, qui permet de régulariser les écarts de comptage aux PITD. Ces charges sont aussi nulles en prévisionnel.



Certains facteurs sur lesquels GRDF n'a pas d'emprise peuvent varier significativement par rapport aux prévisions : d'une part, les quantités distribuées en fonction des conditions climatiques et, d'autre part, les prix sur les marchés de gros. Pour cette raison, les écarts relevant des pertes et différences diverses ont été pris en compte à travers le CRCP depuis le tarif ATRD3. Cependant, afin d'inciter GRDF à maîtriser ses coûts, l'écart entre les charges prévisionnelles et les charges réelles de GRDF est couvert partiellement à travers le CRCP.

La présente délibération introduit une révision annuelle *ex post* du montant des charges prévisionnelles relatives aux pertes et différences diverses initialement couvertes par le tarif ATRD5. Ce nouveau montant de référence tient compte des quantités de gaz réellement distribuées et des prix de marché constatés pour un panier de produits de référence prédéfini. L'écart entre ce nouveau montant de référence annuel et les charges initialement couvertes par le tarif est intégralement couvert à travers le CRCP.

Cette révision annuelle a été accueillie favorablement par les acteurs ayant répondu à la consultation publique, dans la mesure où elle permet de tenir compte des variations des conditions climatiques et des prix du gaz, et d'ajuster le revenu autorisé en conséquence.

GRDF n'aura ainsi pas de gains ou de pertes résultant de variations de facteurs sur lesquels il n'a pas d'emprise. En contrepartie, et comme l'opérateur possède des leviers pour maîtriser ses charges globales de pertes et différences diverses, la couverture de l'écart entre le nouveau montant de référence et les charges réelles de GRDF à travers le CRCP passe de 80 % à 70 %.

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

GRDF a entrepris depuis 2008 d'enrayer les baisses constatées du nombre de consommateurs des réseaux de distribution de gaz naturel. Les objectifs de nouveaux logements et de nouveaux consommateurs tertiaires et industriels fixés par le tarif ATRD4 ont été atteints.

Toutefois, le retour d'expérience montre que le cadre de régulation incitative mis en place par le tarif ATRD4 est perfectible. En effet, GRDF n'était pas incité à dépasser les objectifs fixés, ne recevant aucun bonus pour cela. En outre, sur la même période, le nombre de consommateurs abandonnant l'utilisation du gaz est resté élevé. Le cadre de régulation du tarif ATRD4 ne comprenait pas d'incitation pour GRDF à ce que les consommateurs déjà raccordés aux réseaux de gaz continuent à l'utiliser.

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

La présente décision tarifaire met en place un nouveau cadre de régulation incitative pour le développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de distribution de gaz. Ce cadre prend en compte les gains économiques pour l'activité de gestion du réseau de distribution et a, *in fine*, pour objectif une diminution du tarif unitaire au profit des consommateurs.

La mise en œuvre de cette régulation incitative prend en compte les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, par lettre du 10 février 2016, qui prévoient que l'engagement de GRDF dans l'accompagnement des territoires se traduit notamment par la mise en place d'une politique favorisant l'accès au gaz naturel, conformément au contrat de service public conclu avec l'Etat pour la période 2015-2018.

Cette régulation incitative vise, d'une part, à favoriser le raccordement de nouveaux consommateurs, et d'autre part, à inciter les consommateurs déjà raccordés aux réseaux de gaz à continuer de l'utiliser. Les coûts marginaux du réseau de distribution sont inférieurs aux coûts moyens par consommateur. Ainsi, plus il y a de consommateurs actifs (c'est-à-dire possédant un contrat de fourniture) raccordés aux réseaux de distribution, plus les coûts moyens par consommateur diminuent. En conséquence, le raccordement de consommateurs supplémentaires permet de diminuer le tarif.

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

**Recettes nettes =**

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

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

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

Durant la période tarifaire au cours de laquelle le nouveau consommateur est raccordé, ces recettes nettes se répartissent entre GRDF et la communauté des autres consommateurs de la façon suivante :

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

Ainsi, la part des recettes nettes conservée par GRDF constitue pour l'opérateur une incitation naturelle à raccorder de nouveaux consommateurs, comme plusieurs contributeurs à la consultation publique l'ont souligné. Cependant, l'intérêt pour GRDF de développer le nombre de consommateurs raccordés pour optimiser économiquement l'utilisation du réseau est limité par la durée de la période tarifaire d'environ quatre ans. En effet, lors de la définition d'un nouveau tarif, l'avantage économique lié à ces consommateurs supplémentaires ne bénéficie plus à GRDF et est intégralement restitué à l'ensemble des consommateurs à travers le niveau du nouveau tarif.

La part des recettes nettes conservées par GRDF lors du raccordement de nouveaux consommateurs n'est donc pas suffisante pour l'inciter à engager efficacement des actions qui bénéficient pourtant à l'ensemble des consommateurs, ces actions nécessitant en outre que le GRD engage des dépenses supplémentaires qui ne sont pas prises en compte dans les charges à couvrir par le tarif ATRD5.

La présente décision tarifaire introduit donc une régulation incitant GRDF à accroître le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de distribution, à travers l'attribution d'un bonus par consommateur supplémentaire par rapport à la prévision du nombre de consommateurs en 2019 si aucune action n'était entreprise par GRDF. Dans le cadre de cette régulation incitative, le nombre de consommateurs est mesuré par le nombre de points de livraison actifs, c'est-à-dire ayant un contrat de fourniture.

La CRE a déterminé des bonus unitaires pour deux catégories de consommateurs, sur la base d'une analyse économique coûts/bénéfices, en fonction des recettes nettes générées par point de livraison raccordé supplémentaire actif. Les deux catégories ainsi distinguées sont les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T1 ou T2 ou « bas de portefeuille » et les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T3 ou T4 ou « haut de portefeuille »<sup>14</sup>. Ces bonus unitaires sont les suivants :

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

Le calcul du bonus total à verser à GRDF sera effectué à l'issue de la période tarifaire ATRD5, sur la base de la moyenne annuelle en 2019 du nombre de points de livraison actifs pour chacune des deux catégories distinguées ci-dessus.

Les prévisions du nombre de consommateurs sur la période 2016-2019 retenues pour l'élaboration du tarif ATRD5 incluent des objectifs de consommateurs raccordés supplémentaires<sup>15</sup>. Le revenu autorisé initialement couvert par le tarif ATRD5 comprend donc un montant de 182,5 M€ sur la période 2016-2019 (soit 45,6 M€ courants par an en moyenne) qui se décompose de la façon suivante :

- 105,3 M€ (soit 26,3 M€ par an) au titre de l'incitation naturelle (abonnements + souscriptions de capacités - charges d'exploitation) ;
- 77,3 M€ (soit 19,3 M€ par an) au titre du bonus prévisionnel.

Ce montant correspond à l'atteinte des objectifs suivants :

<b>Objectifs de développement de GRDF pour la période 2016-2019 (en Points de Livraison)</b>	
« bas de portefeuille » T1 + T2	609 794
« haut de portefeuille » T3 + T4	5 432
<b>TOTAL</b>	<b>615 226</b>

<sup>14</sup> Les différentes options tarifaires sont précisées dans le paragraphe I.C.1.

<sup>15</sup> Raccordement nouveau ou maintien de l'utilisation du gaz par le consommateur.

Afin de prendre en compte le résultat effectivement atteint en 2019, l'écart entre le bonus total et le bonus prévisionnel sera pris en compte à travers le solde du CRCP en fin de période tarifaire. Ainsi :

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

Les prévisions du nombre de consommateurs prennent en compte les transferts entre options tarifaires qui pourraient intervenir entre 2015 et 2019. Certains consommateurs sont notamment susceptibles de passer d'une option tarifaire T2 à une option tarifaire T3, ou réciproquement. Les montants des bonus unitaires correspondants sont significativement différents.

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

En fin de période tarifaire, GRDF transmettra à la CRE une analyse de ces transferts, de leurs causes et des écarts par rapport aux prévisions. La CRE décidera, au regard de cette analyse, de neutraliser dans le calcul du bonus total tout ou partie des effets de ces transferts entre options tarifaires.

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

Par ailleurs, GRDF devra continuer à présenter chaque année aux acteurs de marché, dans le cadre du groupe de travail gaz (GTG), l'état d'avancement de son action pour le développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz, ainsi que le bilan correspondant.

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

Le paysage énergétique est amené à évoluer profondément avec l'arrivée des compteurs évolués et des projets « Smart grids ». Afin d'accompagner une telle évolution, les réseaux, qui permettent l'acheminement de l'énergie jusqu'à son point de consommation, doivent se moderniser dans le contexte de la transition énergétique et en s'appuyant sur les technologies de l'information et des communications. Dans ce contexte, les GRD devront donc mener les projets d'innovation nécessaires pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs des réseaux en pleine modernisation et notamment faire évoluer leurs outils d'exploitation du réseau. La CRE souhaite s'assurer que GRDF dispose des ressources nécessaires pour mener ses projets de R&D et que ces ressources sont utilisées efficacement.

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

La présente délibération introduit un dispositif destiné à donner à GRDF les moyens pour mener à bien les projets de R&D nécessaires à la construction des réseaux de demain en garantissant notamment l'absence de frein tarifaire pour engager des projets de R&D.

Elle met également en place un dispositif de suivi destiné à donner aux acteurs du marché du gaz une plus grande visibilité sur les projets pilotés et financés par GRDF dans le domaine de l'innovation. La quasi-totalité des contributeurs à la consultation publique est favorable à la mise en place de ces dispositifs.

Les dépenses prévisionnelles présentées par GRDF au titre des projets « Smart grids » correspondant majoritairement à des dépenses de R&D, elles sont intégrées au dispositif de régulation incitative. A contrario, les actions de R&D menées au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz ne sont pas prises en compte dans ce dispositif de régulation. En effet, ces actions font l'objet d'une régulation incitative spécifique (cf. paragraphe I. B. 4).

Les dépenses de R&D, y compris au titre des projets « Smart grids » et hors dépenses de R&D menées au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz, prises en compte dans le tarif ATRD5 représentent en moyenne 10,7 M€ par an au cours de la période 2016-2019.

La CRE effectuera, en fin de période tarifaire, un bilan des charges d'exploitation effectivement engagées par GRDF dans des projets de R&D et restituera aux utilisateurs l'écart entre la trajectoire prévisionnelle et la trajectoire réalisée, si celui-ci est positif.

A cet effet, GRDF transmettra à la CRE, avant la fin du premier trimestre de chaque année calendaire *N*, un bilan au titre de l'année *N-1*, qui pourrait faire l'objet d'un audit régulier. Les éventuels écarts annuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle devront être justifiés par GRDF dans le cadre du bilan annuel transmis à la CRE.

La CRE publiera tous les deux ans un rapport sur les actions menées par GRDF dans le cadre de la R&D, qui permettra de donner de la visibilité sur les projets menés par GRDF, et financés par le tarif ATRD.

## 6. Régulation incitative de la qualité de service

Afin d'améliorer le niveau de qualité de service offert par GRDF un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service a été mis en place par le tarif ATRD3, entré en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2008.

Le tarif ATRD4, entré en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2012, a reconduit, en le faisant évoluer et en le complétant, le cadre de régulation incitant l'opérateur à améliorer son efficacité du point de vue de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux. Le mécanisme de suivi de la qualité de service de GRDF a, notamment, été modifié par la mise en place d'incitations financières liées à la qualité du service rendu aux consommateurs, par la baisse du montant des bonus pour les indicateurs dont les résultats atteints par GRDF étaient très bons depuis plusieurs années et par une réduction du nombre total d'indicateurs.

Les indicateurs de qualité de service suivis par GRDF sont définis dans les délibérations de la CRE portant sur le tarif ATRD ou *ad hoc*<sup>16</sup>. Les résultats de ces indicateurs sont publiés par GRDF sur son site internet destiné au grand public et figurent dans les rapports annuels de suivi de la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux publiés par la CRE.

La présente décision tarifaire reconduit le mécanisme actuel de suivi de la qualité de service, en le faisant évoluer notamment sur la base du retour d'expérience. Cette évolution vise à la fois à améliorer le suivi de la qualité de service, assurer une stabilité du système incitatif afin d'offrir une meilleure visibilité à l'opérateur et aux acteurs de marché, et simplifier le mécanisme d'attribution des incitations financières.

La majorité des acteurs a souligné lors de la consultation publique l'importance de la régulation incitative de la qualité de service existante. Ces acteurs ont par ailleurs proposé des évolutions, dont certaines ont été retenues.

La CRE fait évoluer la liste des indicateurs de qualité de service suivis en cohérence avec les pratiques opérationnelles de GRDF ainsi qu'avec les recommandations de la CRE faites dans son rapport 2013-2014 relatif au respect des codes de bonne conduite et à l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel. Ainsi, la CRE procède aux modifications suivantes, pour lesquelles la majorité des contributeurs à la consultation publique s'est exprimée favorablement :

- modification de deux indicateurs existants afin de mieux suivre la qualité du service rendu par l'opérateur sur les domaines associés :
  - le suivi, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, du taux de raccordements réalisés dans les délais convenus par type de consommateurs (marché grand public d'une part, et marché d'affaires d'autre part) et non plus par type d'installations (compteur de débit maximal inférieur ou égal à 10 m<sup>3</sup>/h et raccordements sans extension d'une part, et compteur de débit maximal strictement supérieur à 10 m<sup>3</sup>/h et raccordements nécessitant une extension d'autre part) ;
  - le suivi du taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais demandés par type de consommateur et également par type d'interventions (avec ou sans déplacement) ;

<sup>16</sup> Proposition tarifaire de la CRE du 28 février 2008 pour l'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel et délibérations de la CRE du 28 février 2012 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, du 27 juin 2013 portant décision relative à l'évolution du dispositif de régulation incitative de la qualité de service fixé par le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF et du 9 avril 2014 portant décision sur l'évolution du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet 2014.

- introduction de deux indicateurs incités financièrement :
  - l'amplitude des comptes d'écart de distribution (CED) par fréquences de relève et par fournisseurs qui vient compléter l'indicateur existant sur l'amplitude globale des CED qui faisait déjà l'objet d'une incitation financière ;
  - la transmission aux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD dans un délai permettant leur prise en compte par les GRT. Cet indicateur vient compléter l'indicateur existant de suivi de la transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD dans le délai convenu qui ne fera désormais plus l'objet d'une incitation financière ;
- introduction de deux indicateurs, non incités financièrement, en lien avec les recommandations de la CRE à la suite de l'audit qu'elle a mené sur le traitement des réclamations dans le cadre de la rédaction de son rapport 2013-2014 relatif au respect des codes de bonne conduite et à l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel :
  - le suivi du taux de réclamations de consommateurs traitées en plus de deux mois qui permet de s'assurer que toutes les réclamations sont effectivement traitées ;
  - le suivi du taux de réclamations multiples qui permet de suivre la qualité des premières réponses apportées aux réclamations ;
- suppression de l'indicateur mesurant le délai moyen de réalisation d'un changement de fournisseur qui est redondant avec l'indicateur de taux de changements de fournisseur réalisés dans les délais demandés.

La CRE introduit également les trois indicateurs non incités financièrement suivants, dont la création a été proposée par différents contributeurs en réponse à la consultation publique :

- le taux d'absence au relevé deux fois et plus des consommateurs relevés semestriellement, qui vient compléter l'indicateur existant de suivi du taux d'absence au relevé trois fois et plus des consommateurs relevés semestriellement. Cet indicateur permet de répondre aux dispositions de l'article 202 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte qui dispose que « aucune consommation d'électricité ou de gaz naturel antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou autorelevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude » ;
- le taux de réponses aux réclamations des fournisseurs dans les cinq jours calendaires, qui vient compléter l'indicateur existant de suivi du taux de réponses aux réclamations des fournisseurs dans les quinze jours calendaires ;
- la qualité des données de relève intra-journalières des consommateurs relevés quotidiennement transmises aux GRT, qui complète l'indicateur de suivi de la transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD dans le délai convenu.

Par ailleurs, certains contributeurs à la consultation publique ont demandé des évolutions de la liste des indicateurs de suivi de la qualité de service, telles que le suivi des estimations faites par GRDF des index non relevés ou autorelevés, le suivi de la qualité des flux transmis par GRDF via OMEGA et le suivi de la disponibilité de la ligne téléphonique dédiée aux fournisseurs. La pertinence de ces demandes sera analysée dans le cadre des travaux du GTG.

Afin que GRDF reste mobilisé pour accroître sa performance quel que soit le niveau atteint, la CRE définit, pour chaque indicateur faisant l'objet d'une incitation financière<sup>17</sup>, un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur versera une pénalité et au-dessus duquel il percevra un bonus. En complément, la CRE détermine des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs, fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur et en s'assurant que ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

<sup>17</sup> A l'exception des indicateurs de nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD, de taux de réponse aux réclamations fournisseurs dans les 15 jours calendaires et de taux de réponse aux réclamations de consommateurs dans les 30 jours calendaires pour lesquels seul un objectif de base est défini.

La majorité des contributeurs à la consultation publique s'est exprimée en faveur de la suppression de la zone financièrement « neutre » entre l'objectif de base et l'objectif cible.

Dans le but d'offrir une meilleure visibilité à GRDF et aux acteurs de marché, la CRE établit une liste de neuf indicateurs dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières seront fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5. Par ailleurs, la CRE conserve la possibilité de modifier annuellement les autres indicateurs qui ont été récemment mis en place ou qui pourraient être sujets à de fortes variations en termes de définition, de niveaux d'objectifs et d'incitations financières.

La quasi-totalité des contributeurs à la consultation publique s'est exprimée en faveur de cette proposition.

La CRE conserve également la possibilité, d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période tarifaire et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire. GRDF devra par exemple mettre à disposition des personnes publiques les données disponibles de consommation et de production de gaz naturel et de biométhane, selon des modalités qui sont actuellement en cours de définition. La CRE considère que la transmission de ces données constitue un enjeu important qui pourrait faire l'objet d'un suivi particulier : de nouveaux indicateurs seront, si nécessaire, mis en place en cours de période tarifaire dans le cadre du dispositif de régulation incitative de la qualité de service.

## **7. Clause de rendez-vous**

La présente décision tarifaire reconduit la clause de rendez-vous activable au bout de deux ans après l'entrée en vigueur du tarif, soit pour l'évolution du tarif au 1<sup>er</sup> juillet 2018, introduite par le tarif ATRD4.

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

La clause de rendez-vous prévoit que les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif de GRDF se trouvait modifié d'au moins 1 %. La trajectoire de charges nettes d'exploitation à couvrir par le tarif ATRD5 pourra être modifiée après cet examen, les conséquences financières induites par ces évolutions exogènes n'étant prises en compte qu'au titre de la période postérieure à la mise en œuvre de cette clause de rendez-vous, soit pour les années 2018 et 2019.

## **C. Structure du tarif d'utilisation des réseaux de distribution de GRDF**

### **1. Continuité de la structure tarifaire existante**

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

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

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

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

En réponse à la consultation publique, les acteurs de marché se déclarent satisfaits de la structure tarifaire actuelle ATRD et sont favorables à sa reconduction pour la période ATRD5.

Par ailleurs, la grande majorité des acteurs s'est déclarée favorable au maintien du seuil entre les options tarifaires T1 et T2 à 6 MWh. La CRE analysera la pertinence d'abaisser le seuil entre les options T1 et T2 dans le cadre des travaux qu'elle souhaite engager sur la structure tarifaire.

## 2. Traitement tarifaire des GRD de rang n+1

Un GRD est dit « de rang n+1 » si son réseau est alimenté par l'intermédiaire d'un réseau de distribution de gaz naturel en amont de sa zone de desserte. Le GRD amont est dit « de rang n ».

La présente délibération tarifaire reconduit le traitement tarifaire des GRD de rang 2 établi dans la délibération de la CRE du 28 février 2012 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF et l'étend aux GRD de rang n+1 :

- 50 % des coûts d'acheminement, liés à l'application du tarif ATRD du GRD de rang n, sont facturés par le GRD de rang n au GRD de rang n+1. Cette valeur de 50 %, applicable quel que soit le GRD amont, correspond à la couverture :
  - des charges d'exploitation normatives, qui représentent en moyenne 47 % du tarif ATRD (charges d'exploitation / total des charges) ;
  - et d'une quote-part des charges de capital normatives au titre des renforcements futurs, représentant en moyenne 3 % du tarif ATRD ;
- la totalité des coûts de raccordement au réseau du GRD de rang n est facturée par le GRD de rang n au GRD de rang n+1, soit :
  - la totalité des coûts du branchement ;
  - le cas échéant, la totalité des coûts du réseau d'amenée (également appelé « extension ») ;
  - et, lorsqu'ils sont directement et immédiatement imputables au GRD de rang n+1, la totalité des coûts de renforcement du réseau du GRD de rang n (ou à défaut, la quote-part des travaux imputable au GRD de rang n+1 déterminée au prorata des débits de pointe) ;
- les services annexes sont facturés en sus par le GRD de rang n au GRD de rang n+1, en application du catalogue des prestations du GRD de rang n ;
- lorsque le GRD amont est différent du GRD aval, le GRD amont prend à sa charge :
  - l'intégralité des investissements afférents au poste de comptage à l'interface entre les deux réseaux. Ces investissements comprennent notamment la télérelève, le génie civil, la fourniture et l'aménagement du poste de comptage ;

- l'ensemble des coûts d'exploitation, de maintenance et de renouvellement, afférents à l'utilisation du poste de comptage.

La procédure relative à la déclinaison opérationnelle des règles applicables aux relations entre un GRD de rang n et un GRD de rang n+1 approuvée le 14 décembre 2012 par le GTG définit les règles applicables au GRD de rang n+1.

### **3. Analyse des coûts de long terme et évolution de structure à l'horizon du tarif ATRD6 de GRDF**

Dans la perspective des tarifs ATRD6, la CRE souhaite d'ores et déjà engager une réflexion générale sur une éventuelle évolution de la structure du tarif ATRD de GRDF. A cet effet, une étude approfondie des coûts engendrés par chaque type de consommateurs en fonction de son utilisation des réseaux de distribution de gaz est nécessaire. En effet, le schéma de gestion actuel de GRDF ne permettant pas une affectation économique en fonction des coûts à long terme générés par chaque consommateur, un modèle économique doit être créé afin d'allouer les coûts par segment de consommateurs et en fonction de leur utilisation du réseau. Un tel modèle permettrait d'envisager une adaptation en conséquence de la structure tarifaire.

Ces travaux permettront par exemple de mieux prendre en compte les évolutions de comportement des consommateurs dans la structure tarifaire afin de les inciter à maîtriser leur demande en énergie ou encore de mieux les inciter à limiter leur consommation pendant les périodes de pointe. A titre d'illustration, cette étude permettra d'examiner la pertinence d'introduire un terme proportionnel à la capacité souscrite pour mieux refléter les coûts générés par des consommateurs fortement modulés ou ayant un usage du gaz en secours ou en appoint d'une autre énergie.

Ainsi, la CRE organisera, avec les GRD et en concertation avec les acteurs de marché, les travaux d'analyse de la répartition des coûts à long terme, en fonction de l'utilisation que chaque consommateur fait du réseau. Les résultats de ces travaux seront pris en compte, le cas échéant, dans le prochain tarif ATRD de GRDF. Le calendrier prévisionnel envisagé est le suivant :

- 2<sup>ème</sup> trimestre 2016 – automne 2017 : lancement des travaux avec GRDF et les ELD de gaz ;
- automne 2017 – fin 2018 : phase de concertation avec les acteurs de marché et décision de la CRE ;
- début 2019 – juillet 2020 : phase d'adaptation des opérateurs et des acteurs de marché pour une éventuelle entrée en vigueur au plus tard pour les tarifs ATRD6 de GRDF et des ELD de gaz.



## II. PARAMETRES DU TARIF ATRD5 DE GRDF ET DE SA TRAJECTOIRE D'EVOLUTION

### A. Revenu autorisé prévisionnel

L'article L.452-1 du code de l'énergie dispose que « les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié, [...], sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations efficace. [...]. Figurent notamment parmi ces coûts les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la maîtrise de la qualité du gaz naturel injecté ou soutiré ainsi que la partie du coût des extensions de réseaux restant à la charge des distributeurs. »

Conformément à cet article du code de l'énergie, les charges prévisionnelles de GRDF ont été déterminées par la CRE à partir de l'ensemble des coûts nécessaires au fonctionnement du réseau de distribution, tels qu'ils ont été communiqués à la CRE par GRDF et tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité de l'opérateur. Ces coûts tiennent notamment compte des coûts résultant de l'exécution des missions de service public du GRD, dont les objectifs sont précisés au sein du contrat de service public 2015-2018 entre l'Etat et GRDF. Les charges prévisionnelles retenues pour le tarif ATRD5 définissent une trajectoire pour la prochaine période tarifaire correspondant à celle d'un opérateur efficace.

GRDF a mis à jour sa demande tarifaire fin novembre 2015 par rapport à sa demande initiale formulée en mai 2015 et a revu début 2016 son estimation du solde du CRCP pour l'année 2015 afin d'intégrer les valeurs des mois de novembre et décembre 2015 qui ont été particulièrement doux. En conséquence, le montant estimé du CRCP de l'année 2015 augmente de 86 M€ à 206 M€.

La CRE a analysé en détail l'ensemble des postes de charges présentés par GRDF pour la période 2016-2019 pour s'assurer qu'ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace. Elle a pris en compte les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie par lettre du 10 février 2016, qui précisent que « *Le premier enjeu est la nécessaire maîtrise des coûts afin de ne pas faire subir au consommateur de charge excessive. Il ne faut toutefois pas que cette légitime pression sur les coûts amène à remettre en cause d'autres enjeux importants* ». En particulier, la CRE a pris en compte l'intégralité des demandes de GRDF en ce qui concerne les dépenses de sécurité et celles relatives aux rémunérations du personnel. Elle a procédé à des révisions des trajectoires présentées par GRDF sur certains autres postes.

La grande majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable aux orientations de la CRE concernant le niveau tarifaire. Les contributeurs sont globalement favorables à la couverture des nouvelles dépenses demandées par GRDF et des ajustements présentés par la CRE, à l'exception des fournisseurs pour certains projets spécifiques détaillés ci-après. Concernant le niveau du CMPC, les fournisseurs alternatifs et des autorités organisatrices de la distribution d'énergie sont favorables à la baisse de taux envisagée par la CRE, tandis que les fournisseurs historiques et les opérateurs régulés s'y opposent.

#### 1. Demande de GRDF

La demande de revenu autorisé prévisionnel présentée par GRDF se décompose ainsi :

En M€ courants	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2016/2019
Charges nettes d'exploitation (CNE)	1 533,5	1 544,4	1 546,8	1 553,6	1 544,6
<i>Dont pertes et différences diverses</i>	<i>54,1</i>	<i>41,5</i>	<i>36,5</i>	<i>34,3</i>	<i>41,6</i>
<i>Dont développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux</i>	<i>51,8</i>	<i>54,3</i>	<i>58,0</i>	<i>57,6</i>	<i>55,4</i>
Impayés sur la part acheminement	-	-	-	-	-
Charges de capital normatives (CCN)	1 651,7	1 703,6	1 744,1	1 793,7	1 723,3
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2014 + estimé 2015)	157,6	157,6	157,6	157,6	157,6
Revenu autorisé prévisionnel	3 342,8	3 405,6	3 448,5	3 504,9	3 425,5

Concernant les charges nettes d'exploitation, la demande de GRDF conduirait en 2016 à une hausse, hors pertes et différences diverses<sub>1</sub>, de + 165 M€, soit + 12,6 % par rapport au réalisé en 2014. Au cours de la période 2016-2019 ces charges augmenteraient ensuite de 0,9 % par an en moyenne.

Pour expliquer cette augmentation très significative, GRDF met principalement en avant :

- des coûts associés à des projets à forts enjeux pour l'opérateur, tels que le projet de compteurs évolués Gazpar et la réorganisation du service commun partagé avec ERDF, et des charges dont le périmètre évolue sur la période tarifaire à venir ;
- des hausses des postes « charges de statut social » qui résultent de la hausse du tarif agents et « consommations externes » du fait de l'augmentation des charges d'externalisation des coûts des retraites entre 2014 et 2016.

GRDF n'a pas intégré dans ses trajectoires prévisionnelles de charges d'exploitation correspondant aux sommes dues aux fournisseurs au titre des impayés de la part acheminement en application de la décision du CoRDIS du 19 septembre 2014. GRDF en a cependant demandé la couverture via le CRCP.

Concernant les charges de capital normatives, GRDF a pris en compte dans sa demande une hypothèse de coût moyen pondéré du capital réel avant impôts à 6,0 %.

## 2. Charges d'exploitation

GRDF a construit sa demande tarifaire en distinguant :

- un socle de charges correspondant aux coûts associés à un périmètre d'activités constant par rapport à la période ATRD4. L'opérateur distingue au sein de ce périmètre un « socle manœuvrable », pour lequel il considère disposer de leviers d'action pour influencer sur le niveau des charges concernées (dépenses récurrentes, charges de personnel notamment), d'un « socle non manœuvrable » sur lequel il considère ne pas disposer de tels leviers (poste d'impôts et taxes et charges de statut social notamment). GRDF considère également ne pas disposer de tels leviers pour les dépenses relatives aux nouveaux projets. Le « socle manœuvrable » présenté par GRDF correspond à environ 75 % du total des charges nettes d'exploitation demandées par l'opérateur ;
- des coûts associés à des projets à forts enjeux pour l'opérateur qui comprennent principalement :
  - le projet de comptage évolué « Gazpar » (44,1 M€ en moyenne par an au cours de la période 2016-2019) ;
  - le projet dit « Transformation » lié à la réorganisation du service commun partagé avec ERDF (28,1 M€ en moyenne par an au cours de la période 2016-2019) ;
  - les dépenses d'exploitation des systèmes d'information relatives notamment au remplacement de ses SI historiques (19,2 M€ en moyenne par an au cours de la période 2016-2019).

Pour fixer le niveau des charges d'exploitation prévisionnelles à couvrir par le tarif ATRD5, la CRE a analysé de manière approfondie la demande de GRDF, en se fondant notamment :

- sur les données issues des comptes de GRDF pour les années 2012 à 2014 ;
- sur les hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2015 à 2019 communiquées par GRDF ;
- sur les résultats d'un audit des charges d'exploitation réalisées et prévisionnelles de GRDF sur les exercices 2012 à 2019 et de comparaisons avec d'autres opérateurs européens.

La CRE retient comme référence pour ses travaux, le niveau des charges atteint par GRDF au cours de la période tarifaire ATRD4, afin de faire bénéficier les consommateurs des gains de productivité réalisés par GRDF pendant cette période. La CRE s'est ainsi appuyée pour partie sur les données constatées de l'exercice 2014 afin d'apprécier les trajectoires prévisionnelles présentées par l'opérateur, tout en prenant en compte :

- les facteurs exceptionnels ou non récurrents intervenus sur cet exercice (correction des charges dont le niveau dépend du climat notamment) ;
- les nouveaux projets susceptibles d'avoir des effets sur le niveau de charges de GRDF au cours de la période 2016-2019.

## 2.1. Principales conclusions

Dans sa consultation publique du 18 novembre 2015, la CRE a présenté ses analyses préliminaires relatives à la demande de couverture des charges d'exploitation transmise par GRDF.

Les ajustements des trajectoires de l'opérateur recommandés par l'audit externe représentaient, par rapport à la demande de GRDF, environ 74 M€ par an en moyenne au cours de la période ATRD5. La CRE indiquait également que GRDF avait produit tardivement des éléments de justification complémentaires pour environ deux tiers du total des ajustements recommandés par l'auditeur, et que la pertinence de ces éléments était en cours d'analyse.

Dans ce cadre, et à la suite de la mise à jour par GRDF de sa demande tarifaire fin novembre 2015, la CRE a mandaté l'auditeur externe pour qu'il poursuive sa mission et analyse les éléments nouveaux transmis par GRDF d'une part, et la mise à jour par GRDF de sa demande tarifaire d'autre part.

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a amendé ses recommandations de la façon suivante :

M€ courants	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2016/2019
Ajustements recommandés par l'auditeur et présentés dans la consultation publique du 18 novembre 2015	62,5	71,8	72,2	89,5	74,0
Ajustements finaux recommandés par l'auditeur	31,0	30,5	30,6	33,5	31,4
<i>Écarts</i>	<i>31,5</i>	<i>41,2</i>	<i>41,6</i>	<i>56,0</i>	<i>42,6</i>

Les écarts constatés s'expliquent :

- par la prise en compte par GRDF dans la mise à jour de sa demande de certaines recommandations de l'auditeur (telles que celle portant sur le poste de pertes et différences diverses par exemple) à hauteur d'environ 12 M€ par an en moyenne ;
- par la non-reconduction de certains ajustements de l'auditeur, à la suite de l'analyse des justifications fournies par GRDF.

Le rapport final de l'audit externe conclut également que les éléments de la demande mis à jour par GRDF fin novembre 2015 (sur le poste « charges sociales » principalement) sont correctement justifiés.

Après analyse des conclusions du rapport final de l'audit externe et au vu de l'ensemble des éléments portés à sa connaissance, la CRE retient les ajustements recommandés par l'auditeur pour établir le niveau des charges à couvrir au cours de la période ATRD5, à l'exception des ajustements portant sur le poste « rémunérations principales » et sur le poste « achat matière », et d'une partie des ajustements sur les projets « Territoires » et « Prévisions de la demande ». Le montant des ajustements non retenus par la CRE représentent respectivement environ 1,9 M€, 3,0 M€ et 1,0 M€ par an en moyenne au cours de la période 2016-2019.

L'audit externe ne conclut pas sur l'analyse des postes « charges de siège », CICE (Crédit d'impôt Compétitivité Emploi), actions de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz et des coûts associés au projet de compteurs évolués Gazpar, considérant que l'appréciation de ces postes relève de la seule compétence de la CRE. Les paragraphes 2.2 et 3 ci-après présentent l'analyse de la CRE sur ces postes.

Concernant l'effort de productivité additionnel :

La trajectoire présentée par GRDF prend en compte une démarche de maîtrise de ses coûts d'exploitation dans un contexte de nouveaux projets. En effet, si la trajectoire des charges d'exploitation prévisionnelle présentée par GRDF, hors charges relatives aux pertes et différences diverses, évolue de + 0,9 % par an en moyenne au cours de la période 2016-2019, après une hausse de 12,6 % en 2016 par rapport au réalisé 2014, GRDF indique que cette trajectoire repose sur un effort de productivité de 1,4 % par an sur le périmètre « manœuvrable » de charges d'exploitation, compte tenu des nouveaux projets.

L'hypothèse de productivité présentée par GRDF résulte d'un calcul sur un périmètre de charges « manœuvrables ». La CRE considère que la pertinence du périmètre retenu par l'opérateur pour ces charges « manœuvrables » est discutable. A titre d'exemple, ce périmètre exclut les nouveaux projets pour lesquels l'opérateur indique qu'il ne disposerait pas de leviers de performance à court-terme. Si le périmètre considéré prend en compte de tels retraitements pour la période 2016-2019, il n'en prévoit pas pour l'année de référence 2014, ce qui conduit à majorer l'hypothèse de productivité présentée par l'opérateur. En outre, GRDF a supposé par principe qu'il n'existait aucune piste de productivité au sein des charges qu'il considère comme « non manœuvrables ».

Au vu de cette analyse de l'effort de productivité proposé par GRDF, de l'analyse des coûts passés de l'opérateur, des conclusions de l'audit externe des charges d'exploitation, ainsi que des résultats de l'étude interne de comparaison internationale des tarifs de distribution de gaz naturel, la CRE considère que l'opérateur dispose d'un potentiel d'efficacité supplémentaire sur l'ensemble des charges nettes d'exploitations.

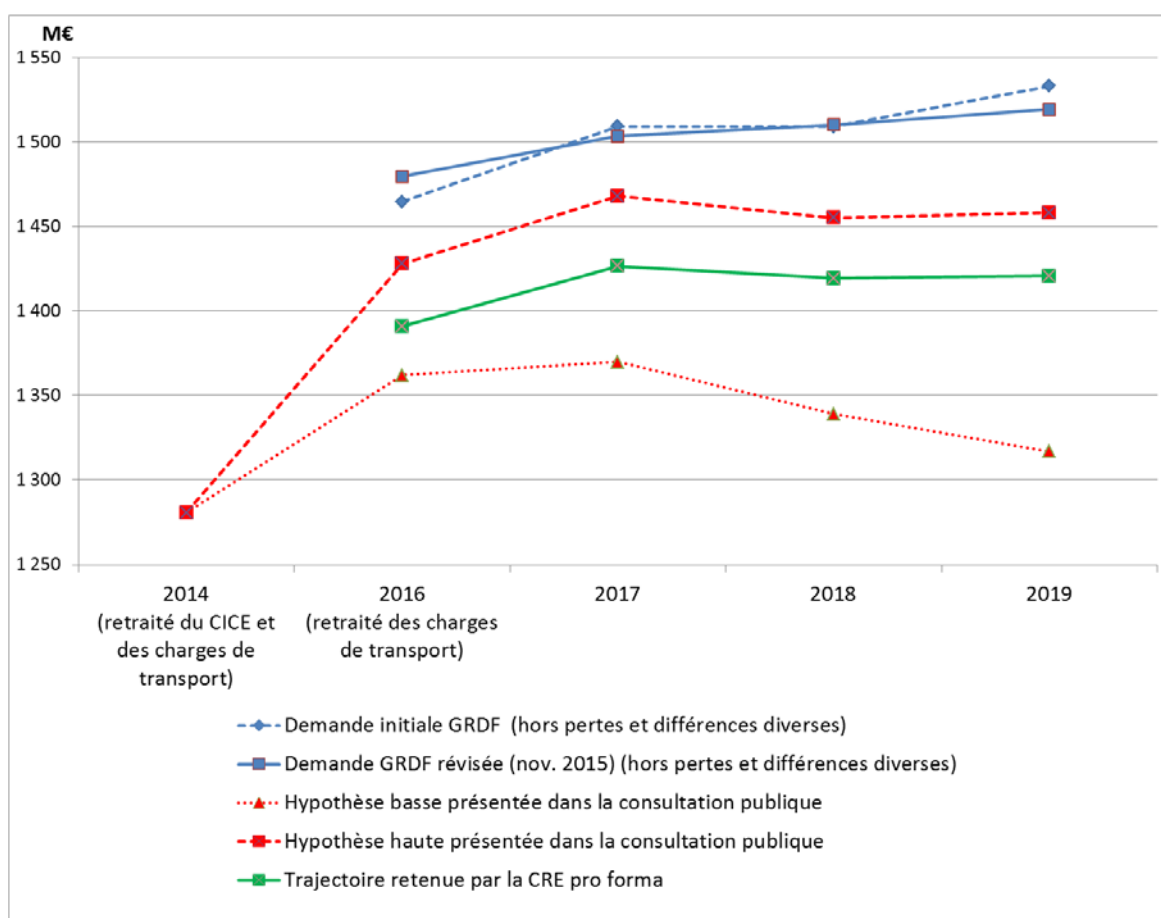
Dans sa consultation publique du 18 novembre 2015, la CRE a présenté son analyse préliminaire sur un effort additionnel de productivité susceptible d'être demandé à l'opérateur, par rapport à celui proposé initialement par GRDF :

- la fourchette « basse » correspondait aux ajustements recommandés par l'audit externe de 30 M€ en 2017, 60 M€ en 2018 et 90 M€ en 2019. L'audit externe s'est appuyé sur une comparaison de 27 gestionnaires de réseaux européens pour formuler ses recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRD5 ;
- la fourchette « haute » correspondait à des ajustements de 5 M€ en 2017, 15 M€ en 2018 et 20 M€ en 2019. Elle prenait en compte une progressivité pour laisser à l'opérateur davantage de temps pour mettre en place les actions de maîtrise de ses coûts.

La CRE retient la fourchette haute présentée dans la consultation publique pour fixer le niveau de productivité supplémentaire demandé à GRDF pendant la période ATRD5. La CRE prend en compte les hypothèses de productivité déjà incluses dans la demande présentée par GRDF ainsi que le contexte de projets à fort enjeux au cours de la période ATRD5. La CRE retient par conséquent un effort additionnel de productivité demandé à l'opérateur de 5 M€ en 2017, 15 M€ en 2018 et 20 M€ en 2019. Cet ajustement représente un effort additionnel d'environ + 0,4 % par an en moyenne des charges nettes d'exploitation au cours de la période 2016-2019 par rapport au niveau de sa demande tarifaire, ajustée des révisions retenues par la CRE.

En synthèse, le graphique et le tableau suivants présentent la trajectoire de charges nettes d'exploitation retenue par la CRE pour le tarif ATRD5 de GRDF, par rapport à l'analyse préliminaire exposée dans la consultation publique du 18 novembre 2015.

#### Charges nettes d'exploitation (pro forma, hors charges relatives aux pertes et différences diverses)



En M€ courants	2014	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2016/2019
Demande GRDF (novembre 2015)*	1 339,7	1 533,5	1 544,4	1 546,8	1 553,6	1 544,6
<i>Dont pertes et différences diverses</i>	25,3	54,1	41,5	36,5	34,3	41,6
Demande GRDF (novembre 2015) * – hors pertes et différences diverses	1 314,4	1 479,4	1 502,9	1 510,2	1 519,2	1 502,9
Trajectoire retenue par la CRE **	-	1 409,7	1 426,1	1 419,5	1 420,8	1 419,0
Trajectoire retenue par la CRE pro forma ***	1 280,4	1 390,7	1 426,1	1 419,5	1 420,8	1 414,3

\* y compris dépenses de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz

\*\* y compris montant prévisionnel au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz

\*\*\* retraité du CICE pour 2014 (cf. paragraphe 2. 2. d) et des charges de transport pour 2014 et 2016 (cf. paragraphe 2. 2. k), y compris montant prévisionnel au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz

Les paragraphes suivants présentent les conclusions détaillées des analyses de la CRE sur les principaux postes de charges et produits d'exploitation présentés par l'opérateur.

## 2.2. Analyse des principaux postes de charges d'exploitation

### a) Dépenses liées au projet « Transformation » (réorganisation des activités du service commun partagé entre ERDF et GRDF)

GRDF partage avec ERDF un service commun qui exerce, pour le compte de GRDF et d'ERDF, les activités de construction d'ouvrage, d'exploitation et de maintenance des réseaux, d'opérations de comptage et de prestations de service. Il assure la relation de proximité avec les consommateurs et les collectivités locales.

Le déploiement des compteurs évolués Linky en électricité et Gazpar en gaz, qui se traduira par une réduction d'environ 70 % du nombre d'interventions en électricité et la quasi-disparition de la relève à pied pour le gaz et l'électricité, conduit les opérateurs à faire évoluer ce service commun. ERDF et GRDF ont ainsi lancé le projet « Transformation » qui vise à adapter leurs activités à ce nouveau contexte, en redéfinissant notamment le fonctionnement du service commun. La CRE relève, comme le souligne GRDF, qu'il s'agit d'un projet industriel majeur pour les deux distributeurs.

Les coûts de ce projet ont été intégrés par GRDF dans les trajectoires prévisionnelles du tarif ATRD5, à hauteur de 109 M€ pour la période 2016-2019. Les charges d'exploitation du projet « Transformation » comprennent principalement des charges de personnel et des charges immobilières.

L'audit externe réalisé pour le compte de la CRE conclut que les charges relatives aux consommations externes du projet « Transformation », notamment celles relatives aux coûts immobiliers, sont surestimées d'environ 25 M€ au cours de la période 2016-2019.

Au vu de l'ensemble des éléments portés à sa connaissance, la CRE décide d'ajuster la trajectoire prévisionnelle des charges d'exploitation du tarif ATRD5 de 6,4 M€ par an en moyenne.

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Dépenses associées au projet « Transformation »	30,0	40,1	27,4	14,8
Ajustements	-9,9	-7,2	-4,5	-4,1
Trajectoire retenue	20,1	33,0	22,9	10,6

La CRE s'assurera de la cohérence des coûts pris en compte dans les trajectoires prévisionnelles de GRDF avec les coûts qui seront présentés par ERDF dans le cadre de l'élaboration des prochains tarifs de distribution d'électricité.

### b) Dépenses d'exploitation relatives aux systèmes d'information

#### i Nouveaux projets pour l'évolution des systèmes d'information

GRDF a présenté dans sa demande tarifaire deux projets majeurs d'évolution de ses systèmes d'information. Le projet « Reconstruction SI » correspond à l'évolution des SI de GRDF pour remplacer les SI historiques (Disco et Pictrel) et pour prendre en compte la réorganisation du service commun partagé

avec ERDF. Le projet « SI transformant » correspond aux ajustements nécessaires à la mise en concurrence des prestations et licences IT, aujourd'hui confiées à GDF SUEZ IT.

Les coûts correspondants pour la période 2016-2019 sont les suivants :

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Dépenses d'exploitation relative à l'évolution des SI	14,3	18,5	17,5	26,4

La CRE considère que, d'une part, le projet « Reconstruction SI » correspond à une évolution opérationnelle réelle pour GRDF et, d'autre part, que le projet « SI transformant » favorisera l'indépendance du GRD vis-à-vis de sa maison-mère. En conséquence, elle décide de prendre en compte ces coûts dans les trajectoires prévisionnelles du tarif ATRD5.

### **ii Dépenses récurrentes relatives aux systèmes d'information**

Le niveau de ces dépenses récurrentes s'établit à 109,8 M€ pour l'année 2014.

La CRE note que GRDF a pris en compte dans sa demande tarifaire un objectif de productivité de 4 % sur ses dépenses d'exploitation récurrentes relatives aux systèmes d'information, à compter de l'année 2016 et par rapport au niveau des coûts prévisionnels pour l'année 2015.

L'audit relève que l'application d'un objectif de productivité de 4 % par rapport au niveau des derniers coûts constatés en 2014 pourrait se traduire, au cours de la période 2016-2019, par un niveau moindre de charges prévisionnelles par rapport au niveau demandé par l'opérateur.

L'audit des charges d'exploitation conclut par ailleurs à un potentiel d'amélioration supplémentaire pour atteindre un niveau plus efficient au cours de la période ATRD5 en s'appuyant notamment sur les résultats d'une comparaison entre les coûts d'exploitation relatifs aux systèmes d'information supportés par GRDF, et ceux d'autres GRD de gaz européens.

Au vu de ces conclusions et de l'ensemble des éléments portés à sa connaissance, la CRE a réévalué la trajectoire des coûts des prestations informatiques récurrentes présentée par GRDF de 5,8 M€ par an en moyenne sur la période 2016-2019.

### **iii Charges totales relatives aux systèmes d'information**

Au total, la CRE retient, pour le poste de dépenses d'exploitation relatives aux systèmes d'information, la trajectoire présentée par GRDF pour les nouveaux projets et révisé la trajectoire des dépenses récurrentes relatives aux SI :

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Total des charges relatives aux systèmes d'information – Demande de GRDF	136,0	139,8	137,2	142,6
Ajustements retenus sur les dépenses récurrentes SI	-6,3	-5,9	-5,6	-5,4
Trajectoire retenue pour les charges relatives aux SI	129,7	133,9	131,6	137,2

### **c) Charges de siège**

Dans la délibération du 28 février 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, la CRE avait rappelé que « les frais de siège doivent trouver une contrepartie au titre des services rendus par la maison mère à sa filiale » et considéré « qu'en application du principe d'indépendance des gestionnaires des réseaux, GRDF doit s'organiser pour l'accomplissement de services qui restent aujourd'hui facturés par le Groupe au titre des frais de siège ».

En 2015, GRDF a individualisé, sous forme d'une convention de prestations de services, une partie des prestations réalisées par ENGIE pour le compte de GRDF, intégrées précédemment dans le contrat relatif aux charges de siège.

GRDF a intégré dans sa trajectoire ATRD5 les charges correspondant à cette convention, soit environ 9 M€ par an, qui concerne principalement les domaines des achats, des ressources humaines, financier et des études économiques, de la veille institutionnelle et réglementaire et de la responsabilité environnementale et sociétale.

En outre, GRDF demande la prise en charge dans la trajectoire ATRD5 du coût du contrat relatif aux charges de siège qui n'auraient pas fait l'objet d'une individualisation, soit environ 16 M€ par an. Il s'agit de

la couverture de coûts de prestations occasionnelles que fourniraient certaines directions du groupe ENGIE à GRDF.

La CRE considère que les charges prévues par la convention de prestations de services doivent être couvertes par le tarif.

La CRE considère par ailleurs que, compte tenu du principe d'indépendance auquel GRDF est soumis (article L.111-61 du code de l'énergie), de l'absence de prestations clairement identifiées, et dans la continuité des orientations prises dans la délibération du 28 février 2012 précitée, les coûts du contrat relatif aux charges de siège n'ont pas à être couverts par le tarif ATRD5.

La CRE décide de réduire la trajectoire des charges à couvrir par le tarif ATRD5 du montant du contrat relatif aux charges de siège :

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Charges de siège – Demande GRDF	15,7	15,9	16,1	16,3
Ajustements	15,7	15,9	16,1	16,3
Trajectoire retenue	0	0	0	0

#### d) **CICE (Crédit d'impôt Compétitivité Emploi)**

Le CICE est un crédit d'impôt sur les sociétés assis sur les rémunérations versées. Selon l'autorité des normes comptables<sup>18</sup>, il n'a pas la nature d'un impôt mais celle d'une réduction de charges sociales.

La CRE constate que GRDF est éligible au CICE au titre des exercices 2014 et 2015 pour un montant d'environ 15 M€ par an.

La CRE considère qu'il faut déduire ce produit d'exploitation dans le calcul des charges à couvrir par le tarif. En l'absence d'évolution significative attendue de l'assiette de calcul de ce crédit d'impôt pour GRDF sur les prochains exercices, la CRE retient une hypothèse de 15 M€ de produits d'exploitation en moyenne par an pour la période 2016-2019 à déduire des charges d'exploitation à couvrir par le tarif.

#### e) **Production immobilisée**

Les ressources internes affectées aux investissements concernent les charges de personnel et les achats de matériel. La trajectoire prévisionnelle de production immobilisée résulte, d'une part, du programme d'investissement prévisionnel de GRDF et, d'autre part, du taux d'affectation du personnel de GRDF à ces investissements. La production immobilisée représente un montant total d'environ 994 M€ sur la période 2016-2019.

L'audit des charges d'exploitation conclut à une révision des taux d'affectation retenus par GRDF dans sa trajectoire pour la main d'œuvre et achats.

Au vu de l'ensemble des éléments portés à sa connaissance et après une analyse approfondie, la CRE a réévalué la trajectoire prévisionnelle de production immobilisée, ce poste venant en déduction des charges d'exploitation brutes :

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Production immobilisée – Demande GRDF	234,6	250,5	253,5	255,8
Ajustements	+ 3,9	+ 4,5	+ 5,1	+ 5,2
Trajectoire retenue	238,5	255,0	258,6	260,9

#### f) **Recettes extratarifaires**

Les produits d'exploitation relatifs au poste « recettes extratarifaires » correspondent principalement aux produits dits de « gestion courante » (remboursements d'assurance, extinction de charges à payer), aux facturations des participations de tiers et à diverses prestations refacturées par GRDF à des tiers. Ces recettes viennent en diminution du total des charges à couvrir par le tarif ATRD.

La méthode de construction de la trajectoire prévisionnelle de ce poste, présentée par GRDF, consiste à prendre au cours de la période 2016-2019 les éléments de recettes considérés comme récurrents.

<sup>18</sup> Communiqué du 23 mai 2013 publié au Bulletin de la CNCC (Compagnie nationale des commissaires aux comptes) n°170 de juin 2013

L'audit externe mené sur les charges d'exploitation de GRDF conclut à la pertinence de cette méthode, tout en estimant que le total des éléments récurrents a été sous-évalué par GRDF.

Au vu de l'ensemble des éléments portés à sa connaissance, la CRE décide de réviser la trajectoire du poste « recettes extratarifaires » présentée par GRDF et de retenir la trajectoire suivante :

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Recettes extratarifaires – Demande GRDF	370,6	366,4	367,4	328,6
Ajustements	+ 4,3	+4,4	+ 4,4	+ 4,5
Trajectoire retenue	375,0	370,8	371,8	333,1

### g) Evolution des dépenses liées au projet de comptage évolué « Gazpar »

Le projet de compteur évolué pour le marché de détail du gaz naturel a pour objet de remplacer l'ensemble des compteurs installés chez les 11 millions de consommateurs résidentiels et petits professionnels desservis par GRDF. Ces compteurs évolués, baptisés « Gazpar », permettront notamment la relève à distance et la transmission des index réels de consommation aux fournisseurs sur un pas de temps mensuel ou lors d'événements contractuels (mises en service, évolutions tarifaires, etc.).

Le tarif ATRD4 a couvert les coûts liés au projet de compteur évolué de GRDF conformément aux orientations précisées dans la délibération de la CRE du 21 juillet 2011, reprises et complétées par la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF<sup>19</sup>.

La demande de GRDF intègre une trajectoire d'investissements relatifs au projet de comptage évolué Gazpar pour la période 2016-2019 légèrement supérieure à celle présentée dans l'étude technico-économique réalisée par la CRE en 2013.

Investissements (M€ courants)	2016	2017	2018	2019
Plan de référence 2013	35,6	101,9	168,2	245,0
Prévisionnel ATRD5 actualisé par GRDF	41,4	101,0	168,1	245,4
Ecart	+ 5,8	- 0,9	- 0,1	+ 0,3

La hausse observée en 2016 résulte de l'effet de report de la précédente période tarifaire sur des investissements SI liés au projet Gazpar.

La délibération de la CRE du 17 juillet 2014 définit le cadre de régulation spécifique s'appliquant aux actifs liés au projet de comptage évolué de GRDF qui s'appliquera à cette trajectoire.

Concernant les charges d'exploitation relatives à l'activité de comptage, la CRE a précisé dans sa délibération du 17 juillet 2014 précitée qu'elles « feront l'objet d'un suivi particulier, notamment à l'occasion de l'élaboration des prochains tarifs ATRD de GRDF. Lors de chaque exercice tarifaire, la CRE s'assurera que les trajectoires de charges d'exploitation présentées par l'opérateur sont cohérentes avec les trajectoires prévisionnelles de réduction de coûts (principalement les coûts de relève et les achats de gaz pour compenser les pertes) et les trajectoires prévisionnelles de charges d'exploitation du système de comptage évolué (principalement SI et supervision du système) prises en compte dans l'étude technico-économique de la CRE réalisée en 2013 ».

GRDF a intégré dans sa trajectoire ATRD5 de nouvelles prévisions concernant les coûts du projet Gazpar et les gains sur les charges nettes d'exploitation.

Charges nettes d'exploitation (en M€ courants)	2016	2017	2018	2019
Plan de référence 2013	45,1	46,5	36,7	23,9
Prévisionnel ATRD5 actualisé par GRDF	41,9	54,3	46,0	34,1
Ecart	- 3,2	+7,8	+9,3	+10,2

La majorité des contributeurs à la consultation publique est favorable au principe de prendre en compte de nouvelles dépenses au titre du projet Gazpar. Toutefois, la majorité des fournisseurs s'interroge sur le niveau de ces charges et leur périmètre.

La CRE estime que les nouvelles charges (charges d'exploitation et dépenses d'investissement) en lien avec la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (alerte du consommateur en cas de dépassement d'une cible de consommation qu'il aurait fixée et comparaison de sa

<sup>19</sup> [Délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF](#)



consommation avec des consommations de référence au niveau national et local) doivent être couvertes par le tarif ATRD5.

Toutefois, la CRE considère que les autres coûts supplémentaires présentés par l'opérateur, notamment ceux liés au décalage de dépenses de la période tarifaire ATRD4 vers la période tarifaire ATRD5 et déjà couverts par le tarif ATRD4, ne doivent pas être intégrés dans les trajectoires de coûts du tarif ATRD5.

En conséquence, la CRE décide d'ajuster les trajectoires prévisionnelles des charges nettes d'exploitation du tarif ATRD5 d'un montant de 9,6 M€ sur la période 2016-2019, soit 2,4 M€ par an.

Enfin, la CRE considère que les dépenses relatives à l'extension des services de mise à disposition des données prévus pour les consommateurs bénéficiant des options tarifaires T1 et T2, qui disposeront d'un compteur Gazpar, aux consommateurs bénéficiant des options tarifaires T3 et T4, sont justifiées et doivent être couvertes par le tarif ATRD5. Toutefois, la CRE les exclut du périmètre du projet Gazpar et de la régulation incitative spécifique au projet.

#### **h) Dépenses et recettes liées aux injections de biométhane**

L'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel est un procédé en pleine émergence en France, permettant de valoriser le biogaz issu de la méthanisation des déchets organiques. L'injection de biométhane permet de diminuer les consommations d'énergies fossiles, de réduire les émissions de gaz à effet de serre en vue d'atteindre les objectifs de politique énergétique. L'article L.100-4 du code de l'énergie modifié par la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte dispose en effet que « *La politique énergétique nationale a pour objectifs : [...] 4° De porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ; à cette date, pour parvenir à cet objectif, les énergies renouvelables doivent représenter [...] 10 % de la consommation de gaz.* »

Les orientations de politique énergétique, transmises à la CRE par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie par lettre du 10 février 2016, soulignent enfin l'importance des objectifs d'injection de biométhane définis dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie en cours de concertation, à savoir « *un objectif d'injection de 1,7 TWh en 2018 et de 6,1 TWh en 2023 (hypothèses basses)* ».

A la fin 2015, quatorze installations d'injection de biométhane injectaient dans le réseau de GRDF. A partir du scénario tendanciel construit par l'ADEME en 2014<sup>20</sup>, GRDF a établi la trajectoire de référence pour les nouvelles installations raccordées à son réseau, dont la mise en service interviendra durant la période tarifaire ATRD5 :

	2016	2017	2018	2019
Nombre de nouvelles installations d'injection raccordées par GRDF, mises en service dans l'année	20	30	33	35

La CRE retient cette hypothèse pour le nombre de nouvelles installations d'injection, qui est cohérente avec les objectifs d'injection de 1,7 TWh en 2018 et de 6,1 TWh en 2023.

GRDF prévoit la trajectoire d'investissement suivante pour la période ATRD5 :

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Investissements	12,4	15,3	16,6	17,5

Pour la période ATRD5, GRDF prévoit la trajectoire de recettes nettes d'exploitation suivante :

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Recettes brutes d'exploitation	+ 8,2	+ 12,0	+ 15,7	+ 19,4
<i>Dont participations de tiers aux raccordements</i>	+ 4,8	+ 6,2	+ 6,8	+ 7,1
Charges brutes d'exploitation	- 5,2	- 7,1	- 8,1	- 10,2
Recettes nettes d'exploitation	+ 3,0	+ 4,9	+ 7,6	+ 9,2

L'auditeur a estimé que les charges d'exploitation relatives aux injections de biométhane, pour le nombre d'installations envisagé par GRDF, sont surévaluées d'environ 2,4 M€ au cours de la période 2016-2019.

<sup>20</sup> Le scénario tendanciel élaboré par l'ADEME pour l'horizon 2030, en concertation avec la filière, correspond au raccordement de 500 sites d'installation d'injection de biométhane et à l'injection de 12 TWh de biométhane par an.

Au vu de l'ensemble des éléments portés à sa connaissance, la CRE décide d'ajuster la trajectoire prévisionnelle des charges d'exploitation du tarif ATRD5 en moyenne de 0,6 M€ par an.

**i) Dépenses liées au projet « Tulipe » (conversion et adaptation du gaz B en gaz H dans le nord de la France)**

Il existe deux types de gaz naturel distribué en France : le gaz dit « H » et le gaz dit « B ». Le gaz B qui provient essentiellement du gisement de Groningue (Pays-Bas) se caractérise par un plus faible pouvoir calorifique que le gaz H. Il est distribué dans le nord de la France où il alimente environ 1,3 million de consommateurs raccordés aux réseaux de GRDF, représentant environ 10 % de la consommation française de gaz. Le gaz H, qui représente environ 90 % de la consommation française, provient de toutes les autres sources d'approvisionnement (par exemple la mer du Nord, l'Algérie et la Russie).

Les dispositifs de comptage et de livraison du gaz en limite de propriété, ainsi que les équipements situés en aval du compteur chez les particuliers sont adaptés à la nature du gaz livré.

Les contrats d'approvisionnement en gaz B prévoient une décroissance progressive des livraisons de gaz B en France jusqu'à leur terme en 2029. Il est donc nécessaire de prévoir la conversion des matériels adaptés actuellement au gaz B afin de les rendre compatibles avec les caractéristiques du gaz H. Le projet « Tulipe », copiloté par GRDF et GRTgaz en coopération avec les pouvoirs publics, a pour objet la mise en œuvre de cette conversion.

GRDF a estimé les coûts relatifs à une expérimentation pilote prévue en 2018-2019. Ces coûts sont très majoritairement constitués de charges d'exploitation (22 M€ contre 2,8 M€ de dépenses d'investissement sur la période 2016-2019).

Aux termes de l'article L.432-13 du code de l'énergie créé par la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, la décision et les modalités de mise en œuvre du projet « Tulipe » feront l'objet d'un décret pris après une évaluation technico-économique de la CRE. La CRE prévoit à ce stade de mener l'étude technico-économique en début d'année 2017, sur la base des éléments qui seront fournis par GRDF et les autres opérateurs d'infrastructure concernés. Cette étude permettra notamment de s'assurer que les coûts dont GRDF demande la couverture correspondent à ceux d'un GRD efficace, dans le cadre de ses missions de service public.

L'audit des charges d'exploitation conclut, compte tenu des fortes incertitudes portant sur le calendrier, les procédures et les coûts de ce projet, qu'il serait pertinent de retenir uniquement les coûts budgétés par GRDF en vue de réaliser principalement les études, la formation des intervenants et la rédaction des manuels de conversion.

La CRE décide de prendre en compte dans la trajectoire prévisionnelle du tarif ATRD5 ces coûts qui représentent au total 1,1 M€ au cours de la période 2016-2019.

Etant données les fortes incertitudes à ce stade portant sur le calendrier et les coûts de ce projet, la présente décision tarifaire introduit un nouveau poste pris en compte à travers le CRCP afin de prendre en compte l'évolution possible des coûts du projet « Tulipe » en cours de période tarifaire ATRD5, sur demande de GRDF et sur la base des résultats de l'étude technico-économique qui sera menée par la CRE.

**j) Autres projets**

**i Projets « Territoires » et « Prévisions de la demande »**

Le projet « Territoires » présenté par GRDF vise notamment à prendre en compte les conséquences de la loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République, dite loi « NOTRe », et de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite « LTECV »), qui amènent les collectivités territoriales à évoluer et à élargir leur champ d'actions dans le domaine de l'énergie.

Le projet « Prévisions de la demande » permet selon GRDF notamment de répondre aux nouvelles dispositions de l'article L.141-10 du code de l'énergie, issues de la LTECV, qui précisent que : « Les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel établissent au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'Etat, un bilan prévisionnel pluriannuel. [...] Afin d'établir ce bilan prévisionnel, les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel établissent une prévision pluriannuelle de la consommation de gaz naturel et de la production renouvelable, au périmètre les concernant. Les gestionnaires de réseaux de distribution ont accès à toutes les informations utiles auprès des gestionnaires de réseaux de distribution

*situés en aval, des producteurs, des fournisseurs et des consommateurs. Ils préservent la confidentialité des informations ainsi recueillies. »*

GRDF a prévu pour ces projets des coûts de 2,8 M€ par an en moyenne dont il demande la couverture par le tarif ATRD5 pour :

- accompagner et répondre aux attentes des collectivités territoriales, notamment grâce à la fourniture de données leur permettant de planifier et mettre en œuvre leurs stratégies énergétiques ;
- réaliser des prévisions pluriannuelles de la consommation en gaz naturel et de la production renouvelable sur le réseau de distribution à une maille nationale et régionale, en collaboration avec l'ensemble des parties prenantes.

Les évolutions des attentes des acteurs et du cadre législatif vont conduire GRDF à réaliser un bilan prévisionnel de la demande de gaz, à mettre à disposition des données plus largement qu'actuellement et à développer à cet effet des outils SI supplémentaires, dont les coûts doivent être couverts par le tarif ATRD5.

La CRE relève cependant que certaines actions menées dans le cadre des projets « Territoires » et « Prévisions de la demande » sont en partie déjà réalisées par GRDF dans le cadre de ses missions actuelles de GRD.

Au vu de l'ensemble des éléments portés à sa connaissance, la CRE retient les coûts additionnels présentés par GRDF à hauteur de 2,0 M€ par an sur la période 2016-2019. En conséquence, elle procède à un ajustement de 0,8 M€ par an par rapport à la demande de l'opérateur.

## **ii Projets « Smart Grids »**

GRDF demande la couverture par le tarif ATRD5 de charges relevant de projets dits « Smart Grids ». Les projets dont il demande la prise en compte dans les trajectoires tarifaires prévisionnelles sont les suivants :

- le *power to gas* (conversion de l'électricité renouvelable en hydrogène, qui peut être injecté dans les réseaux de gaz) et notamment le projet GRHYD (Gestion des Réseaux par l'injection d'Hydrogène pour Décarboner les énergies) ;
- la surveillance en temps réel et la conduite dynamique du réseau ;
- les technologies de l'information au service de la performance opérationnelle (ex. : site Infocoupure, collecte et coordination des travaux de voirie, outils de mobilité pour les interventions...).

GRDF évalue le coût de ces projets à environ 2,4 M€ de charges d'exploitation par an sur la période 2016-2019. La majorité des acteurs de marché est favorable à la couverture de ces coûts. La CRE estime qu'il s'agit de projets visant à moderniser le réseau de distribution de gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals. En conséquence, elle retient l'intégralité des demandes de GRDF dans le tarif ATRD5.

Les dépenses relatives aux projets « Smart grids », relevant majoritairement de dépenses de R&D, elles sont intégrées au dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D du tarif ATRD5.

Enfin, GRDF a fourni à la CRE des analyses qualitatives des bénéfices apportés par ces projets. La CRE demande à GRDF de lui fournir, dans le cadre du suivi annuel des projets de R&D et une fois les expérimentations réalisées, des analyses quantitatives démontrant que les bénéfices de ces projets excèdent à terme leurs coûts.

### **k) Transfert de certaines charges relatives aux ouvrages de raccordement au réseau de transport, des tarifs ATRD5 vers le terme de capacité de livraison aux PITD des tarifs de transport de gaz (ATRT6)**

Les GRT et les GRD de gaz naturel concluent des contrats relatifs au raccordement, à l'interface entre les opérateurs de transport et de distribution, définissant les relations contractuelles entre les deux parties. Les contrats actuellement en vigueur prévoient le paiement par les distributeurs des charges, dites charges « 3R », engagées par les transporteurs pour procéder aux réparations, remplacements et renouvellements des postes de livraison et des charges associées à l'entretien des branchements aux points d'interface transport-distribution (PITD). Ces postes et branchements sont la propriété des GRT. Ces charges sont comptabilisées en charges d'exploitation pour les GRD et ont été couvertes par les tarifs ATRD4.

GRDF a demandé pour le tarif ATRD5 le transfert de ces charges « 3R », ainsi que certaines autres charges relatives notamment à l'utilisation et au fonctionnement des utilités (téléphone et électricité), du tarif ATRD vers le tarif ATRT (Accès des Tiers au Réseau de Transport) à partir de 2017, simultanément à l'entrée en vigueur du prochain tarif ATRT6<sup>21</sup>. En effet, GRDF considère que, le GRT étant propriétaire et exploitant de ces installations, il est le seul prescripteur des travaux qu'il considère nécessaire de réaliser. GRDF estime en conséquence qu'il ne dispose d'aucun levier pour assurer l'efficacité des dépenses engagées par les GRT.

La grande majorité des acteurs de marché est favorable au transfert des charges « 3R » et de certaines autres charges, relatives notamment à l'utilisation et au fonctionnement des utilités, du tarif ATRD vers le tarif ATRT. La CRE partage le principe selon lequel l'incitation à la maîtrise des coûts doit porter essentiellement sur des coûts maîtrisables par l'opérateur et considère qu'il s'agit en l'occurrence de charges maîtrisables par les GRT. Ainsi, ces éléments de coûts seront pris en compte lors de la définition des prochains tarifs ATRT.

Enfin, dans le cas où le transfert des charges « 3R » et de certaines autres charges, relatives notamment à l'utilisation et au fonctionnement des utilités, ne serait pas effectif à partir de 2017, la couverture des montants prévisionnels présentés par GRDF pour ces postes pour les années 2017 à 2019 serait effectuée, après délibération de la CRE, à travers le CRCP.

### 2.3. Synthèse des ajustements poste à poste

Le niveau des charges nettes d'exploitation retenu par la CRE (hors effort de productivité additionnel) est le suivant :

M€ courants	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2016/2019
<b>Charges nettes d'exploitation – Demande GRDF *</b>	<b>1 481,7</b>	<b>1 490,1</b>	<b>1 488,7</b>	<b>1 495,9</b>	<b>1 489,1</b>
Ajustements retenus par la CRE :	- 63,6	- 63,1	- 63,5	- 66,8	- 64,3
<i>Projet « Transformation »</i>	- 9,9	- 7,2	- 4,5	- 4,1	- 6,4
<i>Charges de siège</i>	- 15,7	- 15,9	- 16,1	- 16,3	- 16,0
<i>CICE</i>	- 15,0	- 15,0	- 15,0	- 15,0	- 15,0
<i>Dépenses SI</i>	- 6,3	- 5,9	- 5,6	- 5,4	- 5,8
<i>Production Immobilisée</i>	- 3,9	- 4,5	- 5,1	- 5,2	- 4,7
<i>Recettes extratarifaires</i>	- 4,3	- 4,4	- 4,4	- 4,5	- 4,4
<i>Projets « Territoires » et « Prévisions de la demande »</i>	- 0,7	- 0,8	- 0,9	- 0,7	- 0,8
<i>Autres ajustements **</i>	- 7,7	- 9,4	- 11,9	- 15,6	- 11,2
<b>Charges nettes d'exploitation retenues par la CRE *</b>	<b>1 418,1</b>	<b>1 427,0</b>	<b>1 425,2</b>	<b>1 429,1</b>	<b>1 424,9</b>

\* hors dépenses de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz

\*\* ajustements au titre du projet Gazpar et autres ajustements recommandés par l'audit externe réalisé pour le compte de la CRE et que la CRE décide de retenir après analyse (postes concernés : personnel extérieur, R&D, charges sociales, biométhane)

### 2.4. Effort de productivité

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

La CRE a analysé en détail les trajectoires d'évolution des charges d'exploitation de GRDF, en s'appuyant notamment sur les résultats d'une étude comparative de ces charges confiée à un consultant externe. La CRE a décidé de réviser ces trajectoires en incluant un effort de productivité supplémentaire. Pour définir cet effort de productivité, la CRE s'est appuyée sur l'analyse :

<sup>21</sup> Pour les ELD, dont l'entrée en vigueur des prochains tarifs ATRD5 est prévue pour 2017, les charges de raccordement transport-distribution seraient transférées aux tarifs ATRT6 de manière simultanée.

- des écarts entre la trajectoire des charges d'exploitation constatée et celle prévue par le tarif sur les périodes des tarifs ATRD3 et ATRD4 ;
- des trajectoires demandées par GRDF et des éléments justificatifs fournis sur la période du tarif ATRD5 ;
- des hypothèses de productivité présentées par l'opérateur sur un périmètre de charges qu'il considère comme « manœuvrables » (retraité notamment des nouveaux projets, du poste « impôts et taxes » et des évolutions attendues du poste « charges sociales »).

La CRE a également pris en compte les conclusions de l'audit externe sur les charges d'exploitation ainsi que les résultats d'une étude interne de comparaison internationale des tarifs de distribution de gaz naturel.

Sur la base de ces éléments, la CRE retient un ajustement additionnel au titre de l'amélioration du niveau de productivité demandé à l'opérateur.

Cet ajustement représente 10 M€ en moyenne par an au cours de la période 2016-2019. Il correspond pour l'opérateur à un effort additionnel d'environ + 0,4 % par an en moyenne des charges nettes d'exploitation au cours de cette période, par rapport au niveau de sa demande tarifaire, ajustée des révisions retenues par la CRE et présentées précédemment (cf. paragraphe 2.2 et 2.3) :

M€ courants	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2016/2019
Charges nettes d'exploitation – Demande GRDF *	1 481,7	1 490,1	1 488,7	1 495,9	1 489,1
Ajustements présentés en 2.2 et 2.3	- 63,6	- 63,1	- 63,5	- 66,8	- 64,3
Charges nettes d'exploitation ajustées *	1 418,1	1 427,0	1 425,2	1 429,1	1 424,9
Effort additionnel au titre de la productivité	-	-5,0	-15,0	-20,0	-10,0
<b>Charges nettes d'exploitation retenues *</b>	<b>1 418,1</b>	<b>1 422,0</b>	<b>1 410,2</b>	<b>1 409,1</b>	<b>1 414,9</b>
Effort additionnel de productivité annuelle sur les charges nettes d'exploitation	-	+ 0,4 %	+ 0,7 %	+ 0,4 %	+ 0,4 %

\* hors dépenses de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz

Au périmètre restreint de charges dites « manœuvrables » présenté par GRDF, cet objectif représente un effort additionnel de + 0,5 % par an en moyenne au cours de la période 2016-2019.

GRDF conserve la totalité des gains de productivité supplémentaires et des pertes qui pourraient être réalisés.

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

Le tarif ATRD4 de GRDF couvrait les dépenses de promotion de l'usage du gaz à hauteur de 45 M€ par an, en les associant à des objectifs de nouveaux consommateurs à raccorder via une incitation sous forme de malus en cas de non atteinte de ces objectifs. GRDF a atteint ces objectifs en dépensant en moyenne 40 M€ par an environ, soit 90 % du budget alloué. Ainsi, près de 820 000 nouveaux logements (correspondant à environ 500 000 consommateurs) et près de 20 000 nouveaux consommateurs tertiaires et industriels ont été raccordés sur la période ATRD4. Les objectifs fixés à GRDF par le tarif ATRD4 ont été dépassés (790 995 nouveaux logements résidentiels et 18 100 nouveaux consommateurs tertiaires et industriels à raccorder en 2015).

GRDF demande la couverture par le prochain tarif d'un budget total de charges d'exploitation de 221,8 M€ sur la période 2016-2019, soit 55,4 M€ par an en moyenne (en euros courants).

La CRE souhaite recentrer le cadre de régulation sur un objectif de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux dans un but d'optimisation économique de l'utilisation du réseau au bénéfice de l'ensemble des consommateurs via, *in fine*, une diminution du tarif unitaire. La présente délibération met donc en place un nouveau cadre de régulation qui incite pleinement GRDF sur le résultat obtenu. Le revenu autorisé initialement couvert par le tarif ATRD5 sur la période 2016-2019 comprend un montant de 182,5 M€ (soit 45,6 M€ courants par an en moyenne) au titre de ce mécanisme de régulation incitative. En conséquence, le tarif ATRD5 ne couvre aucun budget propre au développement dans les charges d'exploitation de GRDF (cf. paragraphe I. B. 4).

Globalement, l'ajustement sur les charges à couvrir par rapport à la demande de GRDF est donc de 39,2 M€ sur la période 2016-2019, soit 9,8 M€ par an en moyenne.

M€ courants	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2016/2019
Montant prévisionnel au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux	45,7	45,5	45,6	45,8	45,6

#### 4. Charges dues aux impayés

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

Dans sa décision du 19 septembre 2014<sup>22</sup>, le CoRDIS a estimé, d'une part, que « la mission d'acheminement dévolue au gestionnaire de réseaux de distribution s'effectue pour le compte du client final et non pour le compte de son fournisseur » et, d'autre part, que « pour reverser au gestionnaire de réseaux les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur doit les avoir préalablement recouvrées auprès du client final ».

Cette décision rappelle qu'il incombe à GRDF, contrairement à la pratique antérieure, de supporter la charge des impayés relative aux tarifs d'acheminement sur le réseau de distribution. Le CoRDIS a précisé, en outre, qu'il appartenait « à la société GRDF de proposer un avenant au contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel remettant la situation contractuelle dans l'état où elle aurait dû être si le contrat d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel avait été ab initio conforme à la réglementation en vigueur ».

GRDF demande la couverture par le tarif ATRD5 des sommes qui pourraient être dues aux fournisseurs en application de cette décision du CoRDIS. GRDF estime le montant annuel d'impayés à compter de l'année 2016 à 0,9 % de son revenu autorisé soit environ 29 M€ par an. En outre, GRDF évalue à environ 160 M€ le montant total des impayés sur la part acheminement au titre de l'application de la décision du CoRDIS sur la période antérieure au 31 décembre 2015, dont environ 104 M€ concernent les clients qui se fournissaient aux tarifs réglementés de vente (TRV) au moment de l'impayé. GRDF demande la couverture de ces coûts par la création d'un poste pris en compte via le CRCP et n'a pas intégré dans ses trajectoires prévisionnelles de charges d'exploitation les coûts correspondants.

##### Charges annuelles relatives aux impayés à compter de 2016

La CRE décide de prendre en compte dans la trajectoire prévisionnelle, au titre des charges annuelles relatives aux impayés de la part acheminement à compter de 2016, un montant d'environ 29 M€ par an, représentant 0,9 % du revenu autorisé prévisionnel.

##### Charges relatives aux impayés antérieurs au 31 décembre 2015

Le cadre contractuel mis en place depuis l'ouverture du marché en 2004 a été défini et a évolué au fil des années au sein du GTG placé sous l'égide de la CRE et impliquant l'ensemble des acteurs de marché, notamment les fournisseurs. Les travaux et concertations menés par le GTG, et auxquels GRDF participe activement, contribuent au bon fonctionnement du marché.

La décision du CoRDIS conduit à remettre en cause rétroactivement l'organisation contractuelle qui résultait des travaux menés en groupe de concertation. Dans ce contexte, la CRE estime pertinent d'examiner la demande de GRDF de couverture des charges supportées au titre des impayés de la part acheminement antérieurs au 31 décembre 2015.

La CRE considère que le niveau des TRV a été défini pour couvrir l'ensemble des coûts du fournisseur historique, y compris ceux des impayés relatifs à l'acheminement.

<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](#)

En conséquence, la CRE ne prend pas en compte dans le tarif ATRD5 les montants au titre des impayés sur la part acheminement de consommateurs bénéficiant d'un TRV antérieurement au 31 décembre 2015.

La CRE décide en revanche d'intégrer dans les charges à couvrir par le tarif ATRD5 les charges relatives aux impayés sur la part acheminement pour les consommateurs bénéficiant d'offres de marché antérieurement au 31 décembre 2015, tous fournisseurs confondus. Le montant correspondant est estimé par GRDF à environ 56 M€. Ce montant sera couvert sur quatre ans, avec des annuités constantes.

#### Prise en compte par le CRCP

La décision du CoRDIS a fait l'objet de recours devant la cour d'appel de Paris. Dans ce contexte et compte tenu également de la difficulté d'établir des trajectoires prévisionnelles fiables, la CRE décide de prendre en compte à travers le CRCP les écarts entre la trajectoire prévisionnelle et les charges qui seront effectivement supportées par GRDF au titre des impayés.

M€ courants	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2016/2019
Impayés antérieurs au 31 décembre 2015	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6
Impayés annuels	28,3	28,7	29,0	29,4	28,8

### **5. Charges de capital normatives**

Les charges de capital normatives comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par GRDF : la Base d'Actifs Régulés (BAR).

Pour la présente décision tarifaire, la CRE a retenu l'intégralité des prévisions d'investissement de GRDF.

Elle a reconduit les principes de calcul des charges de capital adoptés lors des exercices tarifaires précédents. La CRE a toutefois modifié son appréciation du coût moyen pondéré du capital (CMPC) de l'activité de distribution de gaz naturel intervenant dans le calcul de la rémunération financière.

La CRE s'est fondée notamment sur les résultats d'une étude sur le coût moyen pondéré du capital pour les infrastructures électriques et gazières en France et sur les conclusions de l'audit de la demande de rémunération de l'opérateur

#### **5.1. Taux de rémunération de la BAR**

La méthode retenue pour évaluer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, en effet, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir, par ailleurs, pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Comme pour chaque décision tarifaire, la CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du CMPC. Elle a par ailleurs fait réaliser une étude par un prestataire externe concernant le coût du capital des infrastructures d'électricité et de gaz. Cette étude avait pour objet de présenter une analyse comparative des taux pratiqués par les régulateurs en Europe et de proposer une fourchette de valeurs pour chacun des éléments constitutifs du CMPC.

Pour la présente décision tarifaire, la CRE retient la valeur de 5,0 % (réel, avant impôt) comme coût moyen pondéré du capital pour rémunérer la base d'actifs régulés de GRDF sur la base de fourchettes de valeurs pour chacun des paramètres intervenant dans la formule du CMPC. Les estimations pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :

Taux sans risque réel*	1,6 %
Spread de la dette	0,60 %
Bêta de l'actif	0,40
Bêta des fonds propres	0,66
Prime de risque de marché	5,00 %
Levier	50,00 %
Taux IS	34,43 %
Déductibilité fiscale des charges financières	75 %
Coût de la dette réel avant IS	2,5 %
Coût des fonds propres réel avant IS	7,5 %
<b>CMPC réel avant IS</b>	<b>5,0 %</b>

\*soit une hypothèse de taux sans risque nominal de 2,8 %

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le tarif d'utilisation du réseau de distribution en vigueur (ATRD4), les principales modifications portent sur :

- le taux sans risque réel, fixé à 1,6 %, en retrait par rapport au taux sans risque réel retenu pour la période ATRD4. Cette baisse est justifiée par la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt par rapport aux niveaux qui prévalaient lors du précédent tarif ;
- le bêta des actifs, fixé à 0,40 en cohérence avec les observations de marché et avec les bêtas de l'activité de distribution de gaz en vigueur en Europe. La valeur retenue se situe dans la fourchette estimée par le prestataire externe. Elle correspond à une estimation robuste et reflète par ailleurs l'amélioration du risque relatif de l'activité régulée par rapport au risque de l'ensemble du marché.

En application de la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF<sup>23</sup>, une prime incitative de 200 points de base sera attribuée aux actifs de comptage du projet Gazpar (compteurs, modules radio et concentrateurs) mis en service entre le début et la fin théorique du déploiement industriel.

Les immobilisations en cours ne sont pas rémunérées à l'exception de celles relatives au projet Gazpar, rémunérées de façon normative au coût de la dette nominal, soit à un taux de 3,4 %.

<sup>23</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



## 5.2. Programme d'investissements

La chronique des investissements réalisés entre 2012 et 2014 et les prévisions d'investissements pour la période 2015-2019 retenues pour le calcul des charges de capital est la suivante :

M€ courants	Réalisé			Estimé	Prévisionnel (ATRD5)			
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Dépenses d'investissement</b>	687,4	688,1	709,8	744,6	790,5	896,2	950,7	1 011,7
<b>Réseaux</b>								
<i>Développement du réseau</i>	193,9	207,3	229,9	200,6	235,4	261,0	273,9	266,0
<i>Déplacement et adaptation des ouvrages</i>	293,0	290,0	279,9	295,3	304,1	328,9	326,7	330,9
<i>Compteurs et postes de livraison clients</i>	66,4	58,9	55,4	67,0	61,4	50,9	44,9	47,1
<b>Hors-réseaux</b>								
<i>Logistique</i>	49,3	42,6	42,3	47,3	49,8	58,8	43,2	43,7
<i>Immobilisations incorporelles</i>	70,6	59,8	58,5	81,5	97,9	95,7	93,1	78,2
<i>Transition énergétique<sup>24</sup></i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,8	0,5
<b>Projet Gazpar</b>								
<i>Gazpar</i>	14,3	29,6	43,9	52,8	41,4	101,0	168,1	245,4

Sur la période 2016-2019, les investissements envisagés par GRDF augmentent en moyenne de 23 % par rapport aux montants prévus en 2015.

La hausse des investissements à partir de 2015 est due :

- pour moitié, principalement au démarrage des travaux consécutifs aux études de dangers (décret dit « multifluides »<sup>25</sup> et caractérisation du risque amiante), à la montée en puissance de l'équipement des postes réseaux en télésurveillance et à la reconstruction des SI de GRDF ;
- pour moitié au déploiement du projet Gazpar.

La CRE a retenu l'intégralité des prévisions d'investissements telles qu'elles figurent dans la demande de GRDF.

Par ailleurs, la CRE met en place pour la période du tarif ATRD5 deux mécanismes de régulation incitative concernant les dépenses d'investissements afin d'encourager l'opérateur à la maîtrise de ses investissements sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires à l'exploitation et à la sécurité du réseau (voir paragraphe I. B. 1. 2).

## 5.3. Trajectoire prévisionnelle de charges de capital pour la période 2016-2019

Les montants prévisionnels de la BAR de GRDF sont les suivants :

M€ courants	2016	2017	2018	2019
BAR au 1 <sup>er</sup> janvier de l'année N	14 180,9	14 510,7	14 784,4	15 125,2

<sup>24</sup> La ligne « Transition Énergétique » n'inclut pas les dépenses liées au raccordement d'installations de biométhane, prises en compte dans la ligne « Développement du réseau ».

<sup>25</sup> Décret n° 2012-615 du 2 mai 2012, relatif à la sécurité, l'autorisation et la déclaration d'utilité publique des canalisations de transport de gaz, d'hydrocarbures et de produits chimiques

Les montants prévisionnels des charges de capital normatives (CCN) de GRDF sont les suivants :

M€ courants	2016	2017	2018	2019
CCN - Demande de GRDF	1 651,7	1 703,6	1 744,1	1 793,7
CCN - Trajectoire retenue	1 504,6	1 554,2	1 591,7	1 637,6
dont CCN « hors réseaux » <sup>26</sup>	108,4	117,2	118,3	118,6

## 6. Prise en compte du solde du CRCP du tarif ATRD4

Le montant total estimé du solde du CRCP de GRDF au titre du tarif ATRD4 à prendre en compte dans le calcul du revenu autorisé s'élève à + 577,5 M€<sub>2015</sub> et se décompose de la manière suivante :

- 371,3 M€<sub>2015</sub> au titre du solde du CRCP de l'année 2014 non apuré au 31 décembre 2015 ;
- 206,2 M€<sub>2015</sub> au titre du solde provisoire du CRCP de l'année 2015. Les contributions principales au CRCP de l'année 2015 sont les postes portant sur :
  - les revenus liés aux volumes de gaz distribués : l'année 2015 ayant été exceptionnellement chaude, les quantités distribuées se sont élevées à environ 275 TWh (valeur provisoire) alors que la trajectoire tarifaire prévoyait 317,0 TWh. Il en résulte un écart de revenu égal à environ 272 M€ ;
  - les charges de capital : l'écart de revenu sur le poste des charges de capital est estimé à - 41 M€. Cet écart s'explique principalement par le montant des investissements réalisés par GRDF, montant qui s'est avéré inférieur au montant prévisionnel lors de l'élaboration du tarif ATRD4. Cette différence s'explique pour partie par une inflation réalisée plus faible que l'inflation prévisionnelle prise en compte au moment de l'élaboration du tarif ATRD4 ;
  - les charges relatives aux pertes et différences diverses : l'écart de revenu est estimé à - 23 M€, en raison principalement du niveau du compte d'écart distribution (CED) estimé à 25 M€.

Le solde du CRCP au titre du tarif ATRD4, soit 601,7 M€<sub>2016</sub>, sera apuré sur une période de quatre ans, avec des annuités constantes, avec un taux d'intérêt égal à 2,8 %, correspondant au taux sans risque nominal (cf. paragraphe II. A. 5. 1.), s'appliquant annuellement.

Ce résultat se traduit par une augmentation des charges à couvrir par le tarif ATRD5 de 156,7 M€ par an.

Le montant du solde du CRCP de l'année 2015 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 2017.

## 7. Revenu autorisé sur la période tarifaire 2016-2019

Le revenu autorisé sur la période tarifaire 2016-2019 est égal à la somme des charges nettes d'exploitation, des charges de capital normatives, de l'apurement du solde du CRCP du tarif ATRD4, des charges relatives aux impayés et du montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux. Il se décompose de la façon suivante :

M€ courants	2016	2017	2018	2019	Moyenne 2016/2019
Charges nettes d'exploitation (CNE)	1 418,1	1 422,0	1 410,2	1 409,1	1 414,9
Montant prévisionnel de l'incitation au développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux	45,7	45,5	45,6	45,8	45,6
Impayés sur la part acheminement	42,8	43,3	43,6	44,0	43,4
Charges de capital normatives (CCN)	1 504,6	1 554,2	1 591,7	1 637,6	1 572,0
Apurement du solde du CRCP ATRD4 (solde 2014 + estimé 2015)	156,7	156,7	156,7	156,7	156,7
<b>Revenu autorisé</b>	<b>3 168,0</b>	<b>3 221,8</b>	<b>3 247,8</b>	<b>3 293,2</b>	<b>3 232,7</b>

<sup>26</sup> CCN concernées par le mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux ».

## B. Hypothèses de quantités de gaz distribuées et de nombre de consommateurs desservis

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

### 1. Evolutions constatées sur la période couverte par le tarif ATRD4

Le tarif ATRD4 prévoyait sur la période 2012-2016 une baisse moyenne des quantités distribuées de 0,5 % par an à climat moyen et une baisse moyenne du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de GRDF de 0,3 % par an.

Les quantités effectivement distribuées à climat moyen se sont révélées inférieures aux prévisions. Au cours de la période 2012-2014, les quantités de gaz naturel effectivement acheminées à climat moyen ont baissé en moyenne de - 1,31 % par an. En revanche, le nombre de consommateurs réellement raccordés est resté stable et légèrement supérieur aux prévisions qui prévoient une baisse.

Les données de consommation à climat moyen et de nombre de consommateurs raccordés sur la période d'application du tarif ATRD4 sont les suivantes :

	Prév. ATRD4 2012	Réalisés 2012	Prév. ATRD4 2013	Réalisés 2013	Prév. ATRD4 2014	Réalisés 2014	Prév. ATRD4 2015	Estimé 2015*
Nombre de consommateurs	11 082 226	11 044 641	11 030 445	11 040 360	10 987 277	11 041 353	10 955 699	11 041 563
Consommation à climat moyen (GWh)	326 943	298 431	324 193	295 509	322 493	290 646	320 866	289 210
Consommation à climat réel (GWh)		304 016		318 576		261 522		

\*estimation fournie en novembre 2015 par GRDF

GRDF explique la baisse de la consommation hors aléa climatique par :

- sur le segment de marché des consommateurs industriels et tertiaires, le ralentissement de l'activité ;
- sur le segment de marché des consommateurs résidentiels, l'amélioration de l'efficacité énergétique.

La stabilité du nombre de consommateurs est due à plusieurs facteurs aux effets opposés : résiliations des consommateurs majoritairement à usage cuisson (environ 300 000 résiliations par ces consommateurs sur la période 2011-2014), abandon de logements vétustes et effets de la crise économique, compensés notamment par les nouveaux raccordements grâce aux actions de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux (près de 800 000 logements représentant environ 500 000 consommateurs résidentiels, et plus de 20 000 consommateurs tertiaires et industriels).

### 2. Trajectoires retenues pour le tarif ATRD5

GRDF estime que, sur la période 2016-2019, la baisse de la consommation globale ralentira avec une évolution moyenne de - 0,75 % par an tandis que le nombre de consommateurs restera stable avec une évolution moyenne de + 0,07 % par an, qui intègre les effets attendus de ses actions de développement tels que prévus sur la période.

Une étude menée par Météo France pour le compte de GRDF, ENGIE, EDF et de RTE sur la période de 1980 à 2009 a conclu à une augmentation de la température de référence liée au phénomène de réchauffement climatique. Selon GRDF, le modèle de correction climatique utilisé pour le tarif ATRD4 conduit à surestimer les prévisions de consommation de gaz naturel.

En conséquence, la CRE avait soumis à consultation publique deux évolutions méthodologiques proposées par GRDF pour le tarif ATRD5 :

- un recalage à la baisse du modèle de correction climatique, ce qui aurait un effet à la baisse de 7,8 TWh par an sur les prévisions des quantités de gaz distribuées à climat moyen ;
- une nouvelle référence climatique, ce qui aurait un effet supplémentaire à la baisse de 6,8 TWh par an sur les prévisions des quantités de gaz distribuées à climat moyen.

La majorité des acteurs est favorable à la prise en compte des évolutions du modèle de prévisions proposées par GRDF permettant d'améliorer la qualité des prévisions de gaz acheminées.

La CRE retient la demande de GRDF de recalage à la baisse du modèle de correction climatique (- 7,8 TWh) et de la référence climatique (- 6,8 TWh) qui conduit à améliorer la fiabilité des prévisions de consommation de gaz naturel distribué pour la période ATRD5. La présente décision tarifaire est donc fondée sur un nouveau modèle de correction climatique et sur une nouvelle référence climatique, différents de ceux utilisés pour le tarif ATRD4.

A ces effets s'ajoutent les conséquences de la déformation du portefeuille de consommateurs de GRDF, qui s'élèvent à environ 17,6 TWh. En particulier, GRDF souligne la baisse des consommations et les économies d'énergies liées aux :

- changements des systèmes de chauffage ;
- rénovations du bâti ;
- autres effets à la baisse sur la consommation unitaire des logements, dont ceux permis par le déploiement des compteurs évolués Gazpar chez les consommateurs résidentiels au cours de la prochaine période tarifaire.

Ainsi, la prévision de quantités de gaz distribuées à climat moyen pour l'année 2016 proposée par GRDF pour la période ATRD5 est inférieure d'environ 32,2 TWh à celle retenue pour la période ATRD4.

Le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux est resté stable sur la période tarifaire ATRD4. GRDF prévoit le maintien de ce nombre au cours de la période tarifaire ATRD5. Ces trajectoires prennent en compte les effets attendus des actions de développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz que GRDF envisage de mener au cours de la prochaine période tarifaire (cf. paragraphe I. B. 4.)

Les hypothèses de quantités distribuées et de nombre de consommateurs raccordés retenues par la CRE sont les suivantes :

	Estimation à climat moyen	Prévisions ATRD5						
	2015	2016	2017	(évo 2016-2017)	2018	(évo 2017-2018)	2019	(évo 2018-2019)
Nombre de consommateurs	11 041 563	11 047 345	11 051 185	+ 0,03 %	11 057 190	+ 0,05 %	11 063 796	+ 0,06 %
Consommation (en GWh)	289 210	288 626	285 597	- 1,05 %	283 868	- 0,61 %	282 188	- 0,59 %

### C. Trajectoire d'évolution du tarif ATRD5 de GRDF

La grille tarifaire de GRDF, entrant en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2016, est définie par la présente délibération. Elle correspond à une hausse de 2,76 % par rapport à la grille tarifaire actuellement en vigueur.

L'évolution de la grille tarifaire de GRDF, au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2017, est obtenue en appliquant au tarif en vigueur la variation suivante :

$$Z = IPC - X + k$$

Avec :

- Z : variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet, exprimée en pourcentage ;
- IPC : variation annuelle moyenne constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 641194) ;
- X : facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire égal à 0,8 % ;
- k : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP.

Le terme k ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse de plus de 2 % de la grille tarifaire en vigueur. L'évolution annuelle de la grille tarifaire de GRDF sera donc comprise entre (IPC - 2,8 %) et (IPC + 1,2 %).

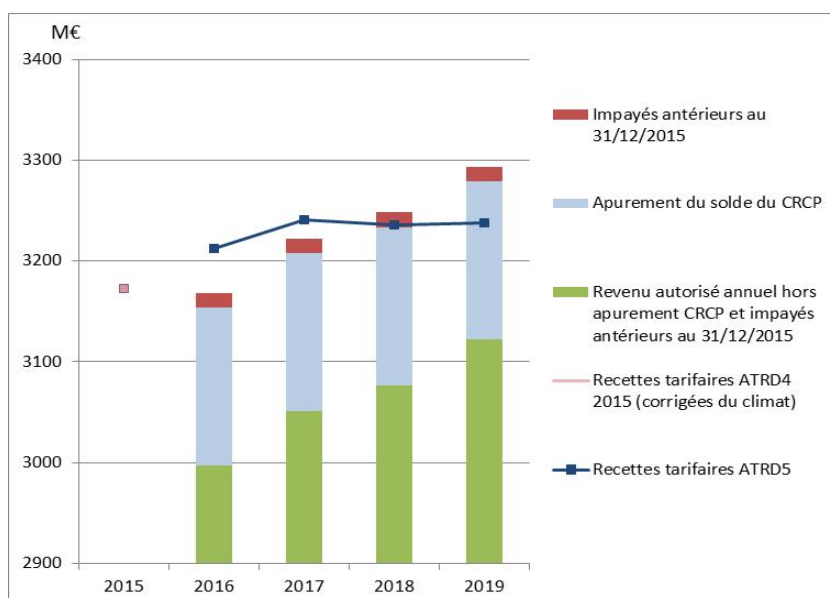
A titre indicatif, les valeurs prévisionnelles correspondantes sont les suivantes :

	2016	2017	2018	2019
Inflation prévisionnelle entre l'année <i>N-2</i> et l'année <i>N-1</i> (valeur prévisionnelle de l'IPC)	0,10 %	0,80 %	1,10 %	1,20 %
Facteur d'évolution annuel X		0,80 %	0,80 %	0,80 %
Evolution prévisionnelle au 1 <sup>er</sup> juillet de l'année <i>N</i> (hors apurement du solde du CRCP, soit $k = 0,0$ %)	2,76 %	0,00%	0,30 %	0,40 %

Fin 2019, l'application de la grille tarifaire ATRD5 aura permis d'apurer en quatre ans le solde du CRCP du tarif ATRD4 ainsi que les montants correspondants aux impayés relatifs à l'acheminement antérieurs au 31 décembre 2015. Ces charges représentent des montants significatifs et ne constituent pas des charges récurrentes. La définition d'un facteur d'évolution annuel X égal à 0,8 % permet de rapprocher, en fin de période tarifaire, le niveau des recettes générées par la grille tarifaire ATRD5 du niveau de revenu autorisé hors ces charges non récurrentes.

L'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet 2016, ainsi que les évolutions annuelles de la grille sur les années 2017 à 2019, sont déterminées de façon à ce que les recettes prévisionnelles totales résultant de l'application de la grille tarifaire ATRD5 aux hypothèses de quantités distribuées et de nombre de consommateurs desservis soient égales, en valeur actualisée de 2016 à 2019, au revenu autorisé prévisionnel total sur la période.

Le taux d'actualisation utilisé est 2,8 %, correspondant au taux sans risque nominal (cf. paragraphe II. A. 5. 1).



Compte tenu de l'équilibre entre recettes et revenu autorisé sur la période 2016-2019 et des évolutions annuelles de la grille tarifaire, des écarts annuels entre recettes et le revenu autorisé existent. La somme actualisée de ces écarts annuels sur la période 2016-2019 est, par construction, égale à 0.

Ainsi, le revenu autorisé prévisionnel et les recettes prévisionnelles sont les suivants au cours de la période 2016-2019 :

En M€ courants	2016	2017	2018	2019	Valeur Actualisée Nette
Revenu autorisé prévisionnel	3 168,0	3 221,8	3 247,8	3 293,2	12 407,2
Recettes tarifaires prévisionnelles (hors apurement du solde du CRCP, soit $k = 0,0$ %)	3 212,1	3 241,0	3 236,0	3 237,6	12 407,2
Écarts annuels entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	44,2	19,1	-12,0	-55,9	0,0

### III. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL DE GRDF

#### A. Règles tarifaires

##### 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.

###### 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.

###### Gestionnaire de réseau de distribution de rang n+1 (« GRD de rang n+1 ») :

Un GRD est dit « de rang n+1 » si son réseau est alimenté par l'intermédiaire d'un réseau de distribution de gaz naturel en amont de sa zone de desserte. Le GRD amont est dit « de rang n ».

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

Le CRCP est un compte fiduciaire extra-comptable qui prend en compte chaque année tout ou partie des écarts de coût ou de revenu entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis. L'apurement de tout ou partie du solde de ce compte s'opère par une diminution ou une augmentation de la grille tarifaire.

##### 2. Facturation par point de livraison

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.

##### 3. 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 des prestations annexes 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, au minimum, 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 d'incident ou d'accident pour mise en sécurité gaz des personnes et des biens, en application l'arrêté modifié 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 ;
  - intervention chez le client pour assurer un dépannage ou une réparation en cas de manque de gaz ;
  - intervention pour replombage des équipements de comptage ;

- diagnostic des installations intérieures chômees depuis plus de six mois et actions de sensibilisation des clients et des acteurs de la filière gazière à la problématique de la sécurité des installations intérieures ;
- accompagnement du client en situation de danger grave immédiat pour les installations de gaz intérieures à usage domestique ;
- prestations liées à la mesure de la consommation :
  - mise à disposition, maintien et remplacement des équipements de comptage et de détente défectueux pour les compteurs de débit inférieur à 16 m<sup>3</sup>/h ;
  - vérification périodique d'étalonnage des compteurs et des convertisseurs ;
  - continuité de comptage et de détente ;
  - relève périodique des compteurs, dans les conditions définies au paragraphe 5. 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 ;
  - correction d'un index publié par un index auto-relevé fourni par le client et transmis par le fournisseur ;
- prestations liées à la gestion contractuelle :
  - actes de gestion liés au changement de fournisseur ou à une modification du contrat d'acheminement ;
  - interventions chez le client dans le cas d'une résiliation ;
- autres :
  - prise de rendez-vous téléphonique en vue de réaliser une pré-étude ou une étude de raccordement ;
  - dans le cas d'un GRD de rang n+1, garantie de la fourniture d'une pression standard minimale en entrée du réseau du GRD aval ;
  - communication à un client ou à un tiers autorisé des données de consommation gaz au point de livraison du client.

#### 4. Structure et choix des options tarifaires

Le tarif comprend quatre options principales :

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

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

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

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

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

Le tarif comprend également une option tarifaire dite « tarif de proximité » (TP), pour les gros consommateurs installés à proximité du réseau de transport de gaz et déjà alimentés par les réseaux de distribution. Cette option tarifaire comprend un abonnement, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme 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.

## 5. Mode de relève d'un point de livraison

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

- i. 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 300 000 kWh, 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 300 000 et 5 000 000 kWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
  - si la CAR déclarée est supérieure à 5 000 000 kWh, la fréquence standard de relevé est quotidienne.
- ii. 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 500 000 kWh, 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 500 000 et 10 000 000 kWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
  - si la CAR est supérieure à 10 000 000 kWh, 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 300 000 kWh et 500 000 kWh, la fréquence standard de relevé est mensuelle ;
- si la CAR est comprise entre 1 000 000 et 10 000 000 kWh, la fréquence standard de relevé qui était appliquée l'année précédente est conservée, dès lors que celle-ci était mensuelle ou quotidienne ;
- dès lors que le PCE, dont la fréquence standard de relevé était quotidienne l'année précédente, présente pour la quatrième année consécutive une CAR inférieure ou égale à 5 000 000 kWh, 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 5 000 000 kWh, 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.

- iii. 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 2 000 000 kWh ;
  - 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.

- iv. 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

## 6. Souscriptions mensuelles ou quotidiennes de capacité journalière

Les options tarifaires T4 et TP comprennent 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, multiplié par les coefficients suivants :

Mois considéré	Terme mensuel en proportion du terme annuel
Janvier – Février	8/12
Décembre	4/12
Mars – Novembre	2/12
Avril – Mai – Juin – Septembre – Octobre	1/12
Juillet – Août	0,5/12

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  $1/20^{\text{ème}}$  du terme applicable à la souscription mensuelle correspondante.

## 7. 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.

## 8. 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 précédent.

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 précédent.

## **9. Regroupement de points de livraison**

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

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

Le terme de souscription annuelle de capacité journalière de l'option T4 est majoré de 20 % dans le cas de regroupement des souscriptions de plusieurs points de livraison. L'abonnement annuel reste dû pour chaque point de livraison.

## **10. 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. Le tarif correspondant s'applique intégralement à chacun d'entre eux, à l'exception de l'option T4 et de l'option « tarif de proximité » pour lesquelles la somme due mensuellement au titre de l'abonnement et du terme proportionnel à la distance est répartie entre les fournisseurs concernés au prorata des capacités souscrites du mois considéré pour ce point de livraison. Lorsque, pour un mois donné, la capacité totale souscrite est nulle, la répartition se fait sur la base de celle du mois précédent.

## **11. Traitement tarifaire des GRD de rang n+1**

Un GRD est dit « de rang n+1 », si son réseau est alimenté par l'intermédiaire d'un réseau de distribution de gaz naturel en amont de sa zone de desserte. Le GRD amont est dit « de rang n ».

D'un point de vue tarifaire et contractuel, le réseau de distribution du GRD de rang n+1 est rendu directement accessible depuis le réseau de transport pour les fournisseurs, sur la base du schéma suivant :

- les fournisseurs paient, au GRD de rang n+1, un seul tarif couvrant la prestation d'acheminement du gaz depuis le point d'interface transport distribution (PITD) concerné jusqu'au point de livraison du consommateur final ;
- les charges à couvrir par le tarif du GRD de rang n+1 comprennent les coûts relatifs à l'acheminement sur le réseau de distribution du GRD de rang n ;
- ces coûts font l'objet d'un contrat entre le GRD de rang n et le GRD de rang n+1 ou d'un protocole, lorsque le GRD de rang n et le GRD de rang n+1 sont une seule et même entité juridique, qui sont soumis à la CRE.

50 % des coûts d'acheminement, liés à l'application du tarif ATRD du GRD de rang n, sont facturés par le GRD de rang n au GRD de rang n+1. Cette valeur de 50 % est applicable quel que soit le GRD amont.

La totalité des coûts de raccordement au réseau du GRD de rang n+1 est facturée par le GRD de rang n au GRD de rang n+1, soit :

- la totalité des coûts du branchement ;
- le cas échéant, la totalité des coûts du réseau d'aménée (également appelé « extension ») ;
- et, lorsqu'ils sont directement et immédiatement imputables au GRD de rang n+1, la totalité des coûts de renforcement du réseau du GRD de rang n (ou à défaut, la quote-part des travaux imputable au GRD de rang n+1 déterminée au prorata des débits de pointe).

Lorsque le GRD amont est différent du GRD aval, la totalité des coûts associés au comptage à l'interface entre les deux GRD est prise en charge par le GRD amont, soit :

- l'intégralité des investissements afférents au poste de comptage. Ces investissements comprennent notamment la télé-relève, le génie civil, la fourniture et l'aménagement du poste de comptage ;
- l'ensemble des coûts d'exploitation, de maintenance et de renouvellement, afférents à l'utilisation du poste de comptage.

Les services annexes sont facturés en sus par le GRD de rang n au GRD de rang n+1, en application du catalogue des prestations du GRD de rang n.

## **B. Tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF**

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, autres que ceux concédés en application des dispositions de l'article L.432-6 du code de l'énergie, est péréqué à l'intérieur de la zone de desserte de GRDF.

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 2016, avec un ajustement mécanique au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année.

### **1. Tarif péréqué de GRDF applicable du 1<sup>er</sup> juillet 2016 au 30 juin 2017**

#### **Options tarifaires principales :**

Pour les réseaux publics de distribution de gaz naturel à l'intérieur de la zone de desserte de GRDF, le tarif d'utilisation est le suivant :

<b>Option tarifaire</b>	<b>Abonnement annuel en €</b>	<b>Prix proportionnel en €/MWh</b>	<b>Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j</b>
T1	34,20	28,72	
T2	135,36	8,35	
T3	764,40	5,82	
T4	15 717,36	0,82	204,60

#### **Option « tarif de proximité » (TP) :**

Les termes tarifaires de l'option « tarif de proximité » sont les suivants :

<b>Option tarifaire</b>	<b>Abonnement annuel en €</b>	<b>Terme de souscription annuelle de capacité journalière en €/MWh/j</b>	<b>Terme annuel à la distance en €/mètre</b>
TP	36 668,52	102,00	66,96

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 €.

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.

## **2. Tarif péréqué de GRDF applicable à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2017**

La grille tarifaire de GRDF fixée par la présente décision est ajustée mécaniquement, au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année  $N$  à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2017, par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 30 juin de l'année  $N$ , de la variation suivante, exprimée en pourcentage :

$$Z_N = IPC_N - X + k_N$$

Avec :

- $Z_N$  : variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de l'année  $N$ , exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- $IPC_N$  : 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 641194), constatée sur l'année civile  $N-1$ , par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile  $N-2$  ;
- $X$  : facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire, égal à 0,80 % ;
- $k_N$  : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, provenant de l'apurement du solde du CRCP à la date du 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$  (calculé selon les modalités décrites au paragraphe III. B. 2.2.).

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

### **2.1. Calcul du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année $N$**

Le solde du CRCP du tarif ATRD5 de GRDF, au 1<sup>er</sup> janvier 2016, est égal à la différence entre le montant définitif du solde du CRCP du tarif ATRD4 et le montant provisoire, égal à 601,7 M€, pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD5.

Le solde du CRCP au 31 décembre de l'année  $N$  est calculé comme la somme :

- du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$  ;
- et de la différence, au titre de l'année  $N$ , entre :
  - le revenu autorisé calculé *ex post* pour la part proportionnelle aux quantités acheminées, tel que défini ci-après ;
  - les recettes perçues par GRDF au titre des termes tarifaires proportionnels aux quantités de gaz acheminées.

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N+1$  est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre de l'année  $N$  au taux sans risque en vigueur de 2,8 %.

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

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

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

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

Un solde du CRCP positif (respectivement négatif) au 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$  se traduit par un coefficient  $k_N$  positif (respectivement négatif).

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

- les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période ;
- les recettes prévisionnelles résultant de l'application de grilles tarifaires obtenues en recalculant les évolutions annuelles à compter de 2017 avec des coefficients d'apurement  $k_N$  nuls.

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

## **2.3. Revenu autorisé calculé ex post pour la part proportionnelle aux quantités acheminées**

Pour chaque année  $N$  à compter de l'année 2016, le revenu autorisé calculé ex post pour la part proportionnelle aux quantités acheminées est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
  - les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles ;
  - les charges de capital normatives incitées « hors réseaux » prévisionnelles ;
  - les autres charges de capital normatives ;
  - les charges relatives aux pertes et différences diverses ;
  - les charges relatives aux impayés ;
  - les charges relatives au projet « Tulipe » ;
  - l'écart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel ;
  - l'apurement du solde du CRCP du tarif ATRD4 ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
  - les recettes prévisionnelles liées aux abonnements, souscriptions de capacité et terme proportionnel à la distance ;
  - les recettes extratarifaires non incitées ;
  - les écarts de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes ;
  - les recettes au titre des pénalités perçues pour les dépassements de capacité souscrites par les consommateurs bénéficiant des options tarifaire T4 et TP ;

- et à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
  - la régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux ;
  - la régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz ;
  - la régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Gazpar ;
  - la régulation incitative de la qualité de service.

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

#### **2.4. Postes de charges pris en compte pour le calcul ex post du revenu autorisé pour la part proportionnelle aux quantités acheminées**

##### **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 ATRD5, à l'exception 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	2016	2017	2018	2019
Valeur de référence pour les charges nettes d'exploitation incitées prévisionnelles	1507,8	1 530,3	1 527,6	1 530,4

Le montant pris en compte dans le calcul *ex post* du revenu autorisé pour la part proportionnelle aux quantités acheminées 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 2015 et l'année *N-1* ;

	2016	2017	2018	2019
Inflation prévisionnelle entre l'année 2015 et l'année <i>N-1</i>	0,00 %	0,80 %	1,91 %	3,13 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2015 et l'année *N-1*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 641194), constaté sur l'année civile *N-1*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2015.

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

Le montant de référence pris en compte pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est égal aux charges de capital normatives relatives aux groupes d'actifs G4B, G7 et G8, hors nouveaux projets SI<sup>27</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 ATRD5 et sur l'inflation réalisée<sup>28</sup>.

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

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Valeurs prévisionnelles pour les charges de capital normatives incitées "hors réseaux"	108,4	117,2	118,3	118,6

La base comptable prévisionnelle est celle qui a servi à l'élaboration de ces valeurs.

<sup>27</sup> Projets « Reconstruction des SI » et « SI transformant ».

<sup>28</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 641194 des prix à la consommation hors tabac pour la France entière.

### c) Charges de capital normatives non incitées

Le montant de référence pris en compte pour le calcul *ex post* du revenu autorisé 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>29</sup>.

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

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Valeurs prévisionnelles pour les charges de capital normatives non incitées (M€ courants)	1 396,2	1 437,0	1 473,4	1 519,0

Ces charges de capital normatives sont calculées en se fondant sur les investissements effectivement réalisés, les sorties d'actifs, ainsi que sur l'inflation réalisée.

### 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 :

$$PDD_N = V_N * P_N + CT_N$$

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 *ex post* du revenu autorisé, le montant pris en compte pour les pertes et différences diverses est égal à la somme :

- du montant annuel de référence  $PDD_N$  ;
- de 70 % 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.

#### i 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 :

$$V_N = \text{taux de pertes théorique année } N * \text{quantités réellement distribuées année } N$$

Le taux de pertes théorique retenu pour la période 2016-2019 est le suivant :

% des quantités distribuées	2016	2017	2018	2019
Taux de pertes théorique	0,73 %	0,72 %	0,71 %	0,69 %

#### ii 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 PEG Nord. Ce panier de produits et le détail des prix de référence utilisés sont précisés dans une annexe confidentielle à ce document.

#### iii 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 ce document.

<sup>29</sup> Projets « Reconstruction des SI » et « SI transformant ».

#### e) Charges relatives aux impayés

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

- des charges et produits de l'année *N* au titre des impayés de la part acheminement portant sur des consommations postérieures au 1<sup>er</sup> janvier 2016 pour des consommateurs bénéficiant d'offres de marché ou de tarifs réglementés de vente ;
- d'un quart de l'évaluation la plus récente des charges relatives aux impayés au titre de la part acheminement portant sur des consommations antérieures au 31 décembre 2015 pour des consommateurs bénéficiant d'offres de marché (ci-après « *montant évalué pour les impayés antérieurs au 31 décembre 2015* »).

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

- la somme des « *montants évalués pour les impayés antérieurs au 31 décembre 2015* » pris en compte chaque année de la période tarifaire, pour le revenu autorisé calculé *ex post* pour la part proportionnelle aux quantités acheminées ;
- les charges et produits constatés au titre des impayés au titre de la part acheminement portant sur des consommations antérieures au 31 décembre 2015 pour des consommateurs bénéficiant d'offres de marché.

#### f) Charges relatives au projet « Tulipe »

Sur demande de GRDF et sur la base des résultats de l'étude technico-économique menée par la CRE, une délibération de la CRE pourra déterminer les montants de référence, correspondant aux coûts prévisionnels du projet « Tulipe » non intégrés dans les trajectoires prévisionnelles ATRD5. Le montant de référence pour l'année *N*, défini par la délibération susmentionnée, est alors pris en compte pour le calcul *ex post* du revenu autorisé.

En l'absence d'une telle délibération de la CRE, ce montant de référence est nul.

#### g) Ecart annuel 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 2016-2019 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel prises en compte pour l'élaboration du tarif ATRD5.

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

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé	44,2	19,1	-12,0	-55,9

#### h) Apurement du solde du CRCP du tarif ATRD4

Le montant de référence pris en compte au titre de l'apurement du solde du CRCP du tarif ATRD4 est le suivant :

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Apurement du solde du CRCP ATRD4	156,7	156,7	156,7	156,7



## **2.5. Postes de recettes pris en compte pour le calcul ex post du revenu autorisé pour la part proportionnelle aux quantités acheminées**

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

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

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

### **b) Recettes extratarifaires non incitées**

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

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

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Montant prévisionnel des recettes extratarifaires non incitées	143,5	149,5	153,3	155,0

### **c) Ecart de recettes liés à des évolutions non prévues de tarifs des prestations annexes**

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

- les recettes effectivement perçues par 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 2016<sup>30</sup>, à l'exception des prestations annexes liées aux contrats de livraison directs et des autres prestations annexes récurrentes facturées aux fournisseurs ;
- les recettes qu'aurait perçues 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 2016.

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

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

## **2.6. 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 :

<sup>30</sup> Les formules d'indexation annuelle sont définies par la délibération de la CRE du 9 avril 2015 portant décision sur la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel.

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

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

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

Les valeurs de ces paramètres sont déterminées, notamment, à partir des coûts des investissements mis en service entre 2012 et 2014. Ces valeurs ainsi que les coefficients annuels cibles d'évolution moyenne des coûts unitaires sur la période 2016-2019 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 :

$$\text{Coût total modélisé}_N = CU_N \times \sum_{i=1}^{13} (A_i \times \text{Volume réel d'ouvrages mis en service}_i + B_i \times \text{nombre d'affaires clôturées}_i)$$

A compter de 2016, pour une année  $N$  donnée, 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. Elle 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.

Le montant de référence pris en compte au titre du calcul *ex post* du revenu autorisé pour l'année 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.

#### b) Régulation incitative du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz

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

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Montant prévisionnel	45,7	45,5	45,6	45,8
<i>Dont bonus prévisionnel</i>	19,3	19,3	19,3	19,3
<i>Dont incitation naturelle prévisionnelle</i>	26,4	26,2	26,3	26,4

Ainsi, le bonus couvert à titre prévisionnel par le tarif ATRD5 s'élève à 77,3 M€.

Les hypothèses prises en compte pour déterminer l'incitation naturelle prévisionnelle sont celles utilisées pour déterminer l'équilibre tarifaire pour la période 2016-2019 (inflation prévisionnelle, facteurs k d'apurement du solde du CRCP égaux à 0).

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

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

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

$$\text{Montant pris en compte en fin de période} = \text{Bonus total} - 77,3 \text{ M€}$$

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

*Bonus total* =

*(Bonus unitaire T1+T2) \* (nombre de points de livraison T1+T2 raccordés en 2019 – prévisions 2019 sans développement T1+T2)*

*+ (Bonus unitaire T3+T4) \* (nombre de points de livraison T3+T4 raccordés en 2019 – prévisions 2019 sans développement T3+T4)*

Où :

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

<b>Prévisions du nombre de points de livraison en 2019 servant de référence au calcul</b>			
<i>En nombre de PDL</i>	Prévisions 2019 retenues pour le tarif ATRD5	<i>Dont objectifs de développement</i>	Prévisions 2019 sans développement
T1* + T2	10 829 719	609 794	10 219 925
T3 + T4	100 302	5 432	94 870

*\*inclut les points de livraison disposant d'un compteur collectif et ayant souscrit collectivement un contrat de fourniture ainsi que les points de livraison ne disposant pas de compteur individuel ou collectif et bénéficiant du forfait.*

Ainsi, le bonus total est le suivant :

$$\text{Bonus total} = 100 \text{ €} * (\text{nombre de points de livraison T1+T2 en 2019} - 10\,219\,925) \\ + 3\,000 \text{ €} * (\text{nombre de points de livraison T3+T4 en 2019} - 94\,870)$$

Le nombre de points de livraison raccordés en 2019 est défini comme la moyenne du nombre de points de livraison actifs constatés à la fin de chaque mois de l'année 2019. Si le résultat de ce calcul est négatif, le bonus total est nul.

GRDF transmettra, en fin de période tarifaire, une analyse portant sur :

- les points de livraison bénéficiant en 2019 de l'option tarifaire T2, alors qu'ils bénéficiaient en 2015 de l'option tarifaire T3 et d'une consommation annuelle de référence inférieure à 400 MWh ;
- les points de livraison bénéficiant en 2019 de l'option tarifaire T3, alors qu'ils bénéficiaient en 2015 de l'option tarifaire T2 et d'une consommation annuelle de référence supérieure à 200 MWh.

Cette analyse précisera ceux de ces transferts qui n'ont pas de conséquence sur les objectifs de la régulation incitative, à savoir de favoriser le raccordement de nouveaux consommateurs et d'inciter les consommateurs déjà raccordés aux réseaux de gaz à continuer de l'utiliser. Elle précisera en outre les causes de ces transferts ainsi que les écarts par rapport aux prévisions du nombre de points de livraison en

2019 servant de référence au calcul du bonus total. La CRE décidera, au regard de cette analyse, de neutraliser dans le calcul du bonus total tout ou partie des effets de ces transferts entre options tarifaires, en prenant en compte pour ces points de livraison le bonus unitaire en fonction de l'option tarifaire souscrite en 2015 au lieu de celle souscrite en 2019.

### **c) Régulation incitative spécifique au projet de comptage évolué Gazpar**

Le montant de référence pris en compte pour le calcul *ex post* du revenu autorisé 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 du 17 juillet 2014 portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF.

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

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

M€ courants	2016	2017	2018	2019
Montants de référence pour les dépenses de R&D soumis à la régulation incitative	9,7	10,5	11,4	11,2

Si le montant total des dépenses de R&D (y compris dépenses relatives aux projets « Smart grids » et hors dépenses de R&D menées au titre du développement du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz) réalisées sur la période 2016-2019 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du tarif ATRD5, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire.

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

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

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

### **e) 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. L'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité de service mis en place pour GRDF doit être rendu public 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 objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter de l'année 2016.

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 ATRD5 figure en annexe du présent document.

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

## 2.7. Valeurs de référence

Les valeurs de référence sont les suivantes :

Prévisions de quantités de gaz acheminées (en MWh) :

Option tarifaire	2016	2017	2018	2019	2020
T1	6 605 596	6 809 073	7 059 145	7 322 638	7 636 656
T2	141 288 358	138 872 325	136 986 474	135 122 578	133 478 638
T3	85 001 494	84 496 660	84 609 137	84 549 791	84 028 728
T4	52 887 069	52 587 223	52 582 783	52 563 477	53 299 532

Prévisions de nombre moyen annuel de consommateurs raccordés :

Option tarifaire	2016	2017	2018	2019	2020
Forfait	12 738	10 738	8 738	6 738	6 738
T1	3 182 685	3 190 243	3 203 616	3 220 657	3 249 192
T2	7 750 995	7 749 369	7 744 144	7 736 066	7 717 486
T3	98 252	98 182	98 064	97 730	97 269
T4	2 642	2 618	2 595	2 571	2 569
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

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

Option tarifaire	2016	2017	2018	2019	2020
T4	353 660	351 655	351 625	351 496	356 418
TP	Ces valeurs sont précisées dans une annexe confidentielle.				

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

Option tarifaire	2016	2017	2018	2019	2020
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	2016	2017	2018	2019	2020
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 :

$$\frac{\left( \text{nombreconsommateursmoyen}_{\text{année}N-1} + \text{nombreconsommateursmoyen}_{\text{année}N} \right) / 2 + \text{nombreconsommateursmoyen}_{\text{année}N}}{2}$$

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

$$\frac{\left( \text{nombreconsommateursmoyen}_{\text{année}N} + \text{nombreconsommateursmoyen}_{\text{année}N+1} \right) / 2 + \text{nombreconsommateursmoyen}_{\text{année}N}}{2}$$

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.

## C. Annexes

### 1. Annexe 1 - Indicateurs de suivi de la qualité de service de GRDF

Cette annexe détaille les indicateurs de suivi de la qualité de service de GRDF ainsi que les incitations financières correspondantes définies pour le tarif ATRD5.

#### 1.1. Indicateurs de suivi de la qualité de service de GRDF donnant lieu à incitation financière

##### a) Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD

<b>Calcul :</b>	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur : <u>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD et indemnisés durant le mois M</u> (soit deux valeurs suivies : - pour les consommateurs 6M <sup>31</sup> , - pour les consommateurs JJ <sup>32</sup> /JM <sup>33</sup> /MM <sup>34</sup> )
<b>Périmètre :</b>	- 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
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : mensuelle
<b>Objectif :</b>	100 % des rendez-vous non tenus systématiquement détectés par l'opérateur sont indemnisés
<b>Incitations :</b>	- 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 - versement : directement aux fournisseurs
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- mis en œuvre depuis le 1 <sup>er</sup> juillet 2008

<sup>31</sup> La mesure d'énergie livrée est semestrielle et l'index contenant cette mesure est relevé semestriellement par le GRD.

<sup>32</sup> La mesure d'énergie livrée est quotidienne et l'index contenant cette mesure est relevé par le GRD tous les jours.

<sup>33</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>34</sup> La mesure d'énergie livrée est mensuelle et l'index contenant cette mesure est relevé mensuellement par le GRD.

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

<b>Calcul :</b>	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2, par type de consommateurs, du ratio : <u>(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)</u> (soit quatre valeurs suivies : - tous consommateurs confondus - consommateurs 6M - consommateurs MM - consommateurs JJ/JM)
<b>Périmètre :</b>	- toutes MES avec déplacement (avec/sans pose compteur), hors MES express - tous fournisseurs confondus - consommateurs 6M, consommateurs MM et consommateurs JJ/JM suivis distinctement
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
<b>Objectif :</b>	- l'incitation financière porte sur la valeur globale du taux (tous consommateurs confondus) calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 93 % par année calendaire
<b>Incitations :</b>	- 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
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2011 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> juillet 2012



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

<b>Calcul :</b>	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2, par type de consommateurs, du ratio : <u>(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)</u> (soit quatre valeurs suivies : - tous consommateurs confondus - consommateurs 6M - consommateurs MM - consommateurs JJ/JM)
<b>Périmètre :</b>	- 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
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
<b>Objectif :</b>	- 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
<b>Incitations :</b>	- 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
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2011 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> juillet 2012

d) Taux de raccordements réalisés dans le délai convenu

<b>Calcul :</b>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :</p> <p><u>(Nombre de raccordements mis en gaz durant le mois M dans le délai convenu) /</u>  <u>(Nombre de raccordements mis en gaz durant le mois M)</u></p> <p>(soit deux valeurs suivies :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- raccordement <math>\leq 6-10 \text{ m}^3/\text{h}</math> hors extensions</li> <li>- raccordement <math>&gt; 10 \text{ m}^3/\text{h}</math> et raccordements avec extensions</li> </ul> <p>puis à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- raccordement du marché grand public</li> <li>- raccordement du marché d'affaires)</li> </ul>
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous raccordements</li> <li>- raccordements simples sans extension avec un débit du compteur <math>\leq 6-10 \text{ m}^3/\text{h}</math> d'une part et raccordements avec extensions et raccordements avec un débit du compteur <math>&gt; 10 \text{ m}^3/\text{h}</math> d'autre part suivis distinctement</li> <li>- à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 raccordements du marché grand public d'une part et raccordements du marché d'affaires d'autre part suivis distinctement</li> </ul>
<b>Suivi :</b>	<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>
<b>Objectif :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur les valeurs des taux calculés sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : 89 % par année calendaire</li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<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 par type de raccordements : - 725 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<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>

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

<b>Calcul :</b>	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <u>(Nombre d'index réels lus ou auto-relevés sur le mois M de PCE<sup>35</sup> 6M) / (Nombre d'index de PCE 6M transmis sur le mois M)</u> (soit une valeur suivie)
<b>Périmètre :</b>	- tous index réels lus ou auto-relevés pour les PCE 6M - index gaz uniquement
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
<b>Objectif :</b>	- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 97,2 % par année calendaire
<b>Incitations :</b>	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 50 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 50 000 € 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
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2009 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> juillet 2012

f) Qualité des relevés JJ transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD

<b>Calcul :</b>	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <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> (soit une valeur suivie)
<b>Périmètre :</b>	- toutes valeurs effectivement relevées - aucune valeur de repli / remplacement prise en compte - tous fournisseurs, toutes ZET <sup>36</sup> , tous GRT <sup>37</sup> confondus
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
<b>Objectif :</b>	- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 96,7 % par année calendaire
<b>Incitations :</b>	- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales - pénalités : 50 000 € par point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence - bonus : 50 000 € par point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 335 000 € - versement : à travers le CRCP
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2008 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> juillet 2008

<sup>35</sup> PCE : point de comptage et d'estimation.

<sup>36</sup> ZET : zone d'équilibrage transport

<sup>37</sup> GRT : gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel

g) *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*

<b>Calcul :</b>	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>38</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)
<b>Périmètre :</b>	<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>
<b>Suivi :</b>	<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>
<b>Objectif :</b>	- objectif de référence : 7 jours par année calendaire
<b>Incitations :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 20 000 € par jour au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 20 000 € par jour en dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 260 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- début de suivi : 1<sup>er</sup> janvier 2016</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> janvier 2016</li> </ul>

h) *Taux de disponibilité du portail Fournisseur*

<b>Calcul :</b>	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 des ratios hebdomadaires de disponibilité jusqu'à la fin du mois M, sur des semaines complètes : <u>(Nombre d'heures de disponibilité du portail durant la semaine) / (Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail durant la semaine)</u> (soit une valeur suivie)
<b>Périmètre :</b>	<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>
<b>Suivi :</b>	<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>
<b>Objectif :</b>	<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>
<b>Incitations :</b>	<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> <li>- la définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<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>

<sup>38</sup> GRD : gestionnaire de réseau de distribution de gaz naturel

i) Taux de réponses aux réclamations des fournisseurs dans les 15 jours calendaires

<b>Calcul :</b>	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <u>(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)</u>  (soit une valeur suivie)
<b>Périmètre :</b>	<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 OMEGA 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>
<b>Suivi :</b>	<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>
<b>Objectif :</b>	96 % par mois des réclamations fournisseurs déposées sur le portail OMEGA traitées dans les 15 jours calendaires
<b>Incitations :</b>	<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 point en dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 624 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- la définition et les niveaux d'objectif et d'incitation financière de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2010</li> </ul>

j) Taux de réponses aux réclamations des consommateurs dans les 30 jours calendaires

<b>Calcul :</b>	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <u>(Nombre de réclamations de consommateurs clôturées dans les 30 jours calendaires durant le trimestre M-2/M) / (Nombre total de réclamations de consommateurs clôturées durant le trimestre M-2/M)</u>  (soit une valeur suivie)
<b>Périmètre :</b>	<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>
<b>Suivi :</b>	<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>
<b>Objectif :</b>	100 % par mois des réclamations de consommateurs traitées dans les 30 jours calendaires
<b>Incitations :</b>	<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> <li>- la définition et les niveaux d'objectif et d'incitation financière de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2010</li> </ul>

k) Taux de publication par OMEGA pour les relèves JJ/JM

<b>Calcul :</b>	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 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)</u>  (soit une valeur suivie)
<b>Périmètre :</b>	<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>
<b>Suivi :</b>	<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>
<b>Objectif :</b>	<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 an</li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<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> <li>- la définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<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>

l) Taux de publication par OMEGA pour les relèves MM

<b>Calcul :</b>	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)
<b>Périmètre :</b>	<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>
<b>Suivi :</b>	<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>
<b>Objectif :</b>	<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 an</li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<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> <li>- la définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<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>

m) Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M

<b>Calcul :</b>	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <i>(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)</i>  (soit une valeur suivie)
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE 6M existants (non uniquement les télérelevés)</li> <li>- tous relevés cycliques et de MHS (relevés de souscriptions non prises en compte)</li> <li>- tous fournisseurs confondus</li> <li>- calcul en J+2</li> </ul>
<b>Suivi :</b>	<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>
<b>Objectif :</b>	<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 an</li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<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> <li>- la définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<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>

n) Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs

<b>Calcul :</b>	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <i>(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)</i>  (soit une valeur suivie)
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE existants de fournisseurs alternatifs</li> <li>- fournisseurs alternatifs uniquement</li> </ul>
<b>Suivi :</b>	<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>
<b>Objectif :</b>	<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 : 0,04 % par an</li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<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 supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 25 000 € par dixième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 265 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> <li>- la définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2009</li> </ul>

o) Taux de traitement des rejets du mois M en M+1

<b>Calcul :</b>	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio : <i>(Nombre de rejets corrigés durant le mois M) / (Nombre de rejets générés durant le mois M-1)</i> (soit une valeur suivie)
<b>Périmètre :</b>	- tous PCE existants - tous fournisseurs confondus
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
<b>Objectif :</b>	- l'incitation financière porte sur la valeur du taux calculé sur une base annuelle - objectif de référence : 99,8 % par an
<b>Incitations :</b>	- 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 - la définition et les niveaux d'objectif et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2010 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> juillet 2010

p) Amplitude des comptes d'écart distribution (CED)

<b>Calcul :</b>	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur : <i>Valeur absolue de la somme des CED du mois M en énergie</i> (soit une valeur suivie)
<b>Périmètre :</b>	- tous PCE existants - tous fournisseurs confondus
<b>Suivi :</b>	- fréquence de calcul : mensuelle - fréquence de remontée à la CRE : mensuelle - fréquence de publication : mensuelle - fréquence de calcul des incitations : annuelle
<b>Objectif :</b>	- objectif de référence : o pour 2016 : 5,3 TWh cumulés sur l'année calendaire o pour 2017 : 4,8 TWh cumulés sur l'année calendaire o pour 2018 : 4,4 TWh cumulés sur l'année calendaire o pour 2019 : 4 TWh cumulés sur l'année calendaire
<b>Incitations :</b>	- pénalités : 0,5 € par MWh au-dessus de l'objectif de référence - bonus : 0,5 € par MWh en dessous de l'objectif de référence - valeur plancher des incitations : - 2 250 000 € - versement : à travers le CRCP - la définition et les niveaux d'objectifs et d'incitations financières de cet indicateur sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5
<b>Date de mise en œuvre :</b>	- suivi depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2011 - mise en œuvre des incitations : 1 <sup>er</sup> janvier 2011



q) Amplitude des comptes d'écart distribution (CED) par fréquence de relève et par fournisseurs

<b>Calcul :</b>	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 de la valeur : <u>Somme des CED en énergie et en valeur absolue pour chaque fréquence de relève (JJ, JM/MM, 6M et 1M<sup>39</sup>) et pour chaque fournisseur du mois M</u> (soit une valeur suivie)
<b>Périmètre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- tous PCE existants</li> <li>- 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</li> </ul>
<b>Suivi :</b>	<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>
<b>Objectif :</b>	- objectif de référence : 6 TWh cumulés sur l'année calendaire
<b>Incitations :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- pénalités : 0,5 € par MWh au-dessus de l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 0,5 € par MWh en dessous de l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : - 2 500 000 €</li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- début de suivi : 1<sup>er</sup> janvier 2016</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> janvier 2016</li> </ul>

<sup>39</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.

r) Taux d'index rectifiés

<b>Calcul :</b>	<p>Remontée le 1<sup>er</sup> du mois M+2 des ratios suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- pour les consommateurs 6M : <u><math>(\text{Nombre de relèves transmises au statut rectifié sur le mois } M - \text{Nombre de rectifications suite à MES sur le mois } M) / (\text{Nombre de relèves totales transmises sur le mois } M)</math></u></li> <li>- pour les autres consommateurs : <u><math>(\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></u></li> </ul> <p>(soit deux valeurs suivies)</p>
<b>Périmètre :</b>	<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>
<b>Suivi :</b>	<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>
<b>Objectif :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- l'incitation financière porte sur les valeurs des taux calculés sur une base annuelle</li> <li>- objectif de référence : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour les consommateurs 6M : 0,20 % par an</li> <li>o pour les autres consommateurs : 0,38 % par an</li> </ul> </li> </ul>
<b>Incitations :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- calcul : à partir des résultats de l'indicateur arrondis à 2 décimales</li> <li>- pénalités : 10 000 € par centième de point si le taux annuel est supérieur ou égal à l'objectif de référence</li> <li>- bonus : 10 000 € par centième de point si le taux annuel est strictement inférieur à l'objectif de référence</li> <li>- valeur plancher des incitations : <ul style="list-style-type: none"> <li>o pour les consommateurs 6M : - 200 000 €</li> <li>o pour les autres consommateurs : - 370 000 €</li> </ul> </li> <li>- versement : à travers le CRCP</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre :</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- suivi depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2012</li> <li>- mise en œuvre des incitations : 1<sup>er</sup> juillet 2013</li> </ul>

## 1.2. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service de GRDF

### a) Indicateur relatif 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 :  <u>(Tonnes de gaz à effet de serre (équivalent CO<sub>2</sub>) émis dans l'atmosphère sur l'année A) / (Quantités de gaz acheminées sur le réseau du GRD sur l'année calendaire A)</u>  (soit une valeur suivie)	- fuites linéiques de méthane  - émissions de méthane lors de travaux ou d'actes de maintenance d'incidents, émissions dues à l'exploitation des installations  - émissions des véhicules de la flotte du GRD et de ses bâtiments  - le résultat de l'indicateur est affiché avec l'indication des quantités de gaz acheminées pendant l'année calendaire	Année	Déjà mis en œuvre

### b) Indicateur relatif 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	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2, par type de consommateurs et par type d'interventions, du ratio :  <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>  (soit six valeurs suivies : - changements de fournisseur nécessitant un déplacement : o consommateurs 6M o consommateurs MM o consommateurs JJ/JM - changements de fournisseur ne nécessitant pas de déplacement : o consommateurs 6M o consommateurs MM o consommateurs JJ/JM)	- tous changements de fournisseurs  - tous fournisseurs confondus  - consommateurs 6M, consommateurs MM et consommateurs JJ/JM suivis distinctement	Mois	Déjà mis en œuvre

c) 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	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2, par numéro de centre d'appel, du ratio :  <i>(Nombre d'appels pris sur le mois M) / (Nombre d'appels reçus sur le mois M)</i>  (soit deux valeurs suivies : - n° Accueil Accès au Gaz (n°AGNRC) - n° Urgence sécurité gaz)	- tous types d'appels pris/reçus dans les plages horaires d'ouverture du centre d'appel.  - tous types d'interlocuteurs  - tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus	Mois	Déjà mis en œuvre
Nombre de réclamations de consommateurs par nature	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2, par nature de réclamation, de la valeur :  <i>Nombre total de réclamations de consommateurs clôturées durant le trimestre M-2/M</i>  (soit cinq valeurs suivies : - Total - Livraison - Production des services liés à la livraison - Raccordement individuel Gaz - Raccordement du marché d'affaires Gaz)	- 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)  - tous médias de transmission de la réclamation, écrit ou oral  - tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus	Trimestre	Déjà mis en œuvre
Taux de réclamations de consommateurs traitées en plus de 2 mois	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <i>(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)</i>  (soit une valeur suivie)	- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au consommateur	Mois	1 <sup>er</sup> juillet 2016

d) 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
Taux de réponses aux réclamations des fournisseurs dans les 5 jours calendaires	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <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>  (soit une valeur suivie)	- 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)	Mois	1 <sup>er</sup> juillet 2016
Nombre de réclamations de fournisseurs par nature	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2, par nature de réclamation, de la valeur :  <u>Nombre total de réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois M</u> (soit six valeurs suivies : - Total - Accueil - Qualité de fourniture et réseau - Gestion et réalisation des prestations - Données de comptage - Relance)	- toutes réclamations déposées sur le portail OMEGA uniquement, y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus  - tous fournisseurs, tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus  - réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur	Mois	Déjà mis en œuvre
Taux de réclamations de fournisseurs traitées en plus de 2 mois	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <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>  (soit une valeur suivie)	- réclamation clôturée : réclamation pour laquelle une réponse « consistante » (pas d'accusé de réception) a été envoyée par le GRD au fournisseur	Mois	Déjà mis en œuvre
Taux de réclamations multiples	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <u>(Nombre de réclamations multiples pour un même PCE et un même type de réclamations) / (Nombre total de réclamations)</u>  (soit une valeur suivie)	- toutes les réclamations reçues par le GRD (dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur ou au consommateur)  - tous canaux de transmission de la réclamation  - tous fournisseurs, tous types de consommateurs (T1/T2/T3/T4/TP) confondus	Mois	1 <sup>er</sup> juillet 2016

e) Indicateur relatif à la relève et la facturation

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'absence des consommateurs de PCE 6M au relevé 3 fois et plus	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <i>(Nombre d'index de PCE 6M estimés dans le mois M pour cause d'absence du consommateur 3 fois et plus lors du relevé semestriel) / (Nombre de PCE 6M à relever dans le mois M)</i>  (soit une valeur suivie)	- tous PCE 6M existants  - tous index estimés (ni lu ou auto-relevé) pour cause d'absence du consommateur au relevé	Mois	Déjà mis en œuvre
Taux d'absence des consommateurs de PCE 6M au relevé 2 fois et plus	Remontée le 1 <sup>er</sup> du mois M+2 du ratio :  <i>(Nombre d'index de PCE 6M estimés dans le mois M pour cause d'absence du consommateur 2 fois et plus lors du relevé semestriel) / (Nombre de PCE 6M à relever dans le mois M)</i>  (soit une valeur suivie)	- tous relevés cycliques et de MHS (relèves de souscriptions non prises en compte)  - tous fournisseurs confondus	Mois	1 <sup>er</sup> juillet 2016

f) 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>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</i>  (soit une valeur suivie)	- tous GRT confondus  - tous jours avec un délai non respecté pour l'un ou les deux GRT  - 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)	Mois	1 <sup>er</sup> juillet 2016

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 :  <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>  (soit une valeur suivie)	- tous GRT confondus  - tout envoi avec un délai respecté pour les deux GRT  - 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)	Mois	1 <sup>er</sup> juillet 2016
---	---	---	------	------------------------------

**2. Annexe 2 - Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux (annexe confidentielle)**

Cette annexe est confidentielle.

**3. Annexe 3 - Régulation incitative des charges relatives aux pertes et différences diverses (annexe confidentielle)**

Cette annexe est confidentielle.

**4. Annexe 4 – Valeurs de référence pour le tarif de proximité (annexe confidentielle)**

Cette annexe est confidentielle.

La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française.

Fait à Paris, le 10 mars 2016

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

Philippe de LADOUCKETTE