

## **RAPPORT DE SUIVI**

**JANVIER 2017**

Régulation incitative  
de la qualité de service  
des gestionnaires de réseaux  
électriques et gaziers en 2015



# SOMMAIRE

<b>AVANT-PROPOS.....</b>	<b>5</b>
<b>1. BILAN DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ .....</b>	<b>7</b>
1.1 BILAN DE LA QUALITÉ DE SERVICE D'ENEDIS ET ÉVOLUTION DE LA RÉGULATION INCITATIVE .....	7
1.1.1 Relation avec les clients.....	7
1.1.2 Délais de réalisation des mises en service et résiliations.....	8
1.1.3 Les raccordements .....	8
1.1.4 Qualité des relevés .....	9
1.1.5 Le portail fournisseurs.....	9
1.1.6 Traitement des réclamations .....	10
1.1.7 Changement de fournisseurs.....	10
1.1.8 Bilan des incitations financières.....	10
1.2 BILAN DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ DESSERVANT PLUS DE 100 000 CLIENTS ET D'EDF SEI.....	11
1.2.1 Les indicateurs incités financièrement .....	11
1.2.2 Les indicateurs suivis .....	12
<b>2. BILAN DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL .....</b>	<b>13</b>
2.1 BILAN DE LA QUALITÉ DE SERVICE DE GRDF ET ÉVOLUTION DE LA RÉGULATION INCITATIVE .....	13
2.1.1 Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD .....	13
2.1.2 Délais de réalisation des mises en service et mises hors service.....	14
2.1.3 Délais de réalisation des raccordements.....	14
2.1.4 Qualité des relevés .....	14
2.1.5 Fonctionnement du SI « OMEGA » de GRDF .....	15
2.1.6 Traitement des réclamations .....	15
2.1.7 Bilan des incitations financières.....	15
2.2 BILAN DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL.....	17
2.2.1 Délais de réalisation des mises en service et mises hors service.....	17
2.2.2 Délais de réalisation des raccordements.....	17
2.2.3 Qualité des relevés .....	17
2.2.4 Fonctionnement des SI des ELD.....	18
2.2.5 Traitement des réclamations .....	18
2.2.6 Bilan des incitations financières.....	18
<b>3. BILAN DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL .....</b>	<b>19</b>
3.1 QUALITÉ ET MISE À DISPOSITION DES DONNÉES.....	19
3.1.1 GRTgaz .....	19
3.1.2 TIGF.....	19
3.2 MAINTENANCES ET RESPECT DES PROGRAMMES TRAVAUX .....	20
3.2.1 GRTgaz .....	20
3.2.2 TIGF.....	20
3.3 QUALITÉ DE LA RELATION AVEC LES GRD ET AVEC LES EXPÉDITEURS.....	20

3.4 LIAISON NORD SUD.....	20
3.5 IMPACT ENVIRONNEMENTAL .....	21
3.5.1 GRTgaz .....	21
3.5.2 TIGF.....	21
3.6 EQUILIBRAGE.....	21
3.6.1 GRTgaz .....	21
3.6.2 TIGF.....	21
3.7 BILAN DES INCITATIONS FINANCIÈRES.....	22
3.7.1 GRTgaz .....	22
3.7.2 TIGF.....	23
<b>4. BILAN FINANCIER DE LA RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE .....</b>	<b>24</b>
<b>LISTE DES RAPPORTS 2015 DES OPÉRATEURS .....</b>	<b>26</b>

## **AVANT-PROPOS**

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz naturel, ainsi que des réseaux de transport de gaz naturel en vigueur, incitent les gestionnaires de réseaux à maîtriser leurs coûts et à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux *via* des indicateurs de qualité de service. Aucune régulation incitative de la qualité de service n'a été mise en place dans les précédents TURPE (Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) pour le gestionnaire de réseau public de transport d'électricité RTE. Toutefois, dans le cadre du TURPE 5 dans le domaine de tension HTB, qui s'appliquera à compter du 1<sup>er</sup> août 2017, la CRE a demandé à RTE de publier une fois par an les résultats de ses enquêtes de satisfaction et des cinq indicateurs de suivi de la qualité de service que RTE a mis en œuvre en interne.

La CRE a défini des indicateurs permettant de suivre la performance des opérateurs dans plusieurs domaines jugés pertinents pour évaluer la qualité de leurs services (interventions auprès des clients finals, relations avec les fournisseurs, relations avec les clients finals, raccordements, relève et facturation, mesures et prévisions de consommation, environnement, etc.). Ces indicateurs s'accompagnent, pour les plus significatifs pour le bon fonctionnement du marché, d'incitations financières, bonus ou pénalités en fonction des résultats constatés.

L'objectif de la régulation incitative de la qualité de service est de s'assurer que les utilisateurs des réseaux bénéficient d'un bon niveau de qualité en contrepartie des tarifs d'accès aux réseaux qu'ils paient. Elle vise à ce que les opérateurs améliorent la qualité de leur service tout en atteignant les objectifs de productivité prévus par les décisions tarifaires de la CRE.

Depuis la mise en place du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, celui-ci a progressivement évolué afin de prendre en compte les résultats obtenus et les retours d'expérience, après concertation avec les acteurs de marché. Les incitations et les objectifs définis pour les opérateurs ont été renforcés progressivement afin d'accompagner, voire d'accentuer, leurs trajectoires d'amélioration.

Chaque année, depuis 2009, la CRE publie à son initiative un rapport de suivi sur la régulation incitative de la qualité de service. Le présent rapport en constitue la 7<sup>ème</sup> édition et porte sur la période allant du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 31 décembre 2015. En complément, depuis 2016, la CRE note avec satisfaction, qu'à sa demande, chaque gestionnaire de réseaux élabore et publie sur son site Internet un rapport annuel *ad hoc* qui apporte un éclairage qualitatif sur les résultats des indicateurs de qualité de service<sup>1</sup>. Certains opérateurs ont, en outre, développé des thèmes particuliers en complément de l'analyse des indicateurs. La CRE invite à cet effet les gestionnaires de réseaux à aborder dans leurs prochains rapports une ou plusieurs thématiques qu'ils souhaitent valoriser concernant l'amélioration de la qualité de service.

Dans le présent rapport, la CRE fait les constats suivants sur l'année 2015 :

- la qualité du service rendu par Enedis concernant la relation avec ses clients est bonne, toutefois la performance d'Enedis doit encore s'améliorer pour les indicateurs relatifs aux raccordements. La CRE invite, par ailleurs, l'ensemble des fournisseurs à lui communiquer d'ici fin février 2017 leurs attentes précises d'amélioration de la qualité de service concernant notamment le fonctionnement du portail fournisseur d'Enedis (SGE), les flux et les *webservices* ;
- la qualité du service rendu par GRDF aux consommateurs et aux fournisseurs est stabilisée à un bon niveau de performance, toutefois la performance de GRDF doit s'améliorer concernant notamment les délais de réalisation des mises en service et le taux de disponibilité du portail fournisseur ;
- la qualité du service rendu par les ELD d'électricité desservant plus de 100 000 clients, EDF SEI et les ELD de gaz naturel est bonne, toutefois ces résultats sont à nuancer en raison de la faible volumétrie des assiettes de calcul pour certains indicateurs ;
- les performances de GRTgaz et TIGF sur les indicateurs relatifs à la qualité et à la mise à disposition des données sont stables. GRTgaz et TIGF doivent encore poursuivre leurs efforts pour améliorer les prévisions de consommation réalisées la veille et en cours de journée.

En vue de mettre en place un niveau harmonisé de qualité de service au niveau européen, le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) a proposé en 2014 une liste de 16 recommandations relatives aux niveaux de qualité de service, en gaz et en électricité concernant notamment les mises en service, les mises hors service et la maintenance. Le CEER s'est également focalisé sur la durée de réalisation de certaines prestations de raccordement ainsi que sur la relation client. Ces recommandations définissent des objectifs à long terme dont l'implémentation doit notamment prendre en compte une approche coût bénéfice.

<sup>1</sup> Les rapports *ad hoc* des gestionnaires de réseaux sont également publiés [sur le site de la CRE](#)

Dans le cadre des évolutions du métier du distributeur, la CRE souhaite mener avec les opérateurs et les parties prenantes une réflexion à long terme sur le dispositif de régulation incitative de la qualité de service et son articulation avec les recommandations du CEER.

## **1. BILAN DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ**

### **1.1 Bilan de la qualité de service d'Enedis et évolution de la régulation incitative**

Comme la CRE l'a constaté dans son précédent rapport, la qualité du service rendu par Enedis concernant la relation avec ses clients est bonne, toutefois la performance d'Enedis doit encore s'améliorer pour les indicateurs relatifs aux raccordements.

Dans le cadre du prochain TURPE 5, qui entrera en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2017, la CRE a fait évoluer le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service mis en place par le TURPE 3, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2009.

Notamment, afin qu'Enedis reste mobilisé pour accroître sa performance quel que soit le niveau atteint, la CRE a défini, pour chaque indicateur faisant l'objet d'une incitation financière, 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 a déterminé 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.

Également, dans le but d'offrir une meilleure visibilité à Enedis et aux parties prenantes, la CRE a établi une liste de quatre indicateurs dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières seront fixés pour l'ensemble de la période tarifaire TURPE 5. Par ailleurs, pour les autres indicateurs dont la liste figure en annexe de la délibération tarifaire de la CRE du 17 novembre 2016<sup>2</sup>, la CRE conserve la possibilité de les modifier annuellement en termes de définition, de niveaux d'objectifs et d'incitations financières. La CRE conserve également la possibilité, d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période tarifaire et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire notamment dans le cadre de l'application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV).

Dans le cadre du déploiement des compteurs évolués Linky, la CRE a mis en place des indicateurs de suivi de la qualité de la pose et de la performance du système de comptage. Cette régulation incitative de la performance dédiée aux compteurs évolués complète le mécanisme actuel de suivi de la qualité de service de l'opérateur. Sur les seize indicateurs mis en place, sept indicateurs sont incités financièrement et neuf font l'objet d'un suivi.

#### **1.1.1 Relation avec les clients**

En 2015, Enedis a modernisé sa politique de relation avec ses clients à travers notamment la mise en place de l'application « *Enedis à mes côtés* » qui intègre une fonction d'information en cas de coupures. Cette solution permet également de faire des auto-relevés en prenant une photographie de son compteur.

Enedis met également progressivement à disposition de ses clients leurs données de consommation au sein d'un espace personnel disponible sur le site Internet d'Enedis. Ce service a déjà été proposé aux clients disposant d'un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) et est généralisé aux clients équipés d'un compteur Linky. Pour les clients résidentiels non équipés de compteurs évolués et les clients entreprises, Enedis précise que les données de consommation disponibles sont transmises sur demande.

La CRE restera attentive au bon fonctionnement de la mise à disposition des données de consommation et demande à Enedis, dans ses prochains rapports relatifs à la qualité de service, de rendre compte du fonctionnement de l'espace personnel des clients.

Enedis a en outre redéfini son dispositif d'écoute de ses clients. En complément de ses enquêtes de satisfaction, Enedis travaille à la mise en œuvre d'un outil « *d'écoute du web* » (forum, chats, blog, etc.) qui lui permettra de connaître les avis des clients sur la qualité de service du GRD.

Dans son précédent rapport, la CRE avait demandé à Enedis d'analyser les causes principales de refus d'indemnisation des utilisateurs concernant le délai d'envoi d'une proposition de raccordement et les délais de travaux.

En 2015, Enedis a répertorié 83 réclamations relatives à une demande d'indemnité non satisfaite pour 62 demandes satisfaites. 51 réclamations concernent notamment le dépassement de la date convenue de mise à disposition des ouvrages. Sur ces 83 réclamations, Enedis précise que 18 ont finalement fait l'objet d'un paiement d'indemnité, 3 ont fait l'objet d'un « *geste client* », 59 n'ont pas donné lieu à un versement d'indemnité

<sup>2</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

pour un motif justifié (absence d'attestation de conformité, travaux non réalisés par le client à temps, etc.) et 3 dont le motif de refus n'a pas été détaillé dans le SI d'Enedis.

Enedis a par ailleurs réalisé en 2016 une analyse des gestes commerciaux réalisés à la suite de réclamations sur la période allant d'octobre 2015 à mars 2016. Selon le gestionnaire de réseau 2,5 %, des réclamations conduisent à un geste commercial d'un montant moyen est de quelques dizaines d'euros.

### 1.1.2 Délais de réalisation des mises en service et résiliations

Dans son précédent rapport, la CRE avait indiqué que des progrès devaient être réalisés en particulier sur les délais de réalisation des mises en service. En 2015, le taux moyen de mises en service avec déplacement réalisées dans les délais demandés est en hausse, passant de 84,3 % en 2014 à 85,4 %. Ce taux est supérieur à l'objectif de base (85 %) mais inférieur à l'objectif cible (90 %), En conséquence, Enedis n'a ni bénéficié de bonus ni supporté de pénalité.

Le taux de résiliations dans les délais demandés est en légère augmentation en 2015 (91 %) par rapport à 2014 (90 %). Sur le marché d'affaires, Enedis précise que sa performance est en diminution au cours de l'année 2015 (passant de 95,9 % au 1<sup>er</sup> trimestre à 90,7 % au 4<sup>ème</sup> trimestre 2015) en raison notamment des campagnes pour la fin des tarifs réglementés de vente. Pour les autres segments, la performance d'Enedis est stable au cours de l'année.

S'agissant du nombre de rendez-vous planifiés non respectés par Enedis, le dispositif de détection a été automatisé en 2015 ainsi que la production mensuelle de l'indicateur associé. Enedis précise que les résultats de cet indicateur sont mis à la disposition de tous ses managers opérationnels.

En 2015, selon cet indicateur, 2 857 rendez-vous planifiés n'ont pas été respectés par Enedis. Enedis indique avoir mis en place un dispositif de rappel automatique des rendez-vous au client 48 heures à l'avance et s'assure de la confirmation le jour même de ce rendez-vous par le technicien. La CRE constate qu'en 2015 GRDF a comptabilisé plus de 13 400 rendez-vous planifiés non respectés par le GRD. La CRE s'interroge sur l'écart significatif entre ces deux résultats et sur leur comparabilité. En conséquence, la CRE demande aux deux GRD d'examiner les raisons qui conduisent à une telle différence de comptabilisation.

### 1.1.3 Les raccordements

Concernant les raccordements des consommateurs, ceux-ci soulignent, dans les enquêtes d'Enedis, des délais parfois perçus comme trop longs. Les coûts associés peuvent aussi être jugés trop élevés. Le GRD considère que la coordination entre les différents services internes d'Enedis et une communication plus claire sur les étapes du raccordement sont deux leviers d'amélioration notamment pour les professionnels.

Concernant les raccordements des producteurs, les producteurs individuels sont globalement satisfaits (82 %) du raccordement, toutefois Enedis constate que les producteurs professionnels et les mandataires de producteurs individuels le sont moins en raison notamment du contenu de l'offre de raccordement et de la difficulté à joindre son interlocuteur.

Enedis a engagé plusieurs chantiers afin d'améliorer la satisfaction de ses clients dans le domaine des raccordements : la dématérialisation des échanges, la simplification des processus de raccordement (projet IC@RE), le renforcement du rôle de l'interlocuteur unique raccordement.

Le nombre de pénalités versées pour l'envoi hors délai d'une proposition de raccordement et pour la mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue reste stable par rapport à 2014 tout en étant marginal, respectivement 15 et 47 pénalités pour l'année 2015. Nonobstant ce faible nombre de pénalités versées, la CRE constate que le délai moyen d'envoi de la proposition de raccordement a augmenté en 2015 passant de 37 jours en 2014 à 44 jours avec un doublement pour les producteurs BT  $\leq$  36 kVA (34 jours en 2014 et 59 jours en 2015).

Concernant le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement, même si celui-ci est stable entre 2014 et 2015, toutes catégories d'utilisateurs confondues, le délai moyen pour les producteurs  $\leq$  36 kVA est en hausse de 23 % en 2015, passant de 65 jours en moyenne en 2014 à 80 jours en 2015. Le délai moyen s'agissant des producteurs  $>$  36 kVA et HTA est quant à lui en légère augmentation passant de 185 jours en moyenne en 2014 à 192 jours en 2015.

Enedis indique avoir réussi à contenir l'évolution à la hausse des délais moyens de travaux malgré les évolutions réglementaires (décret anti-dommage DT/DICT et coordination sécurité sur les chantiers, émergence des contraintes amiante) qui structurellement allongent les délais.



Pour les producteurs individuels, l'allongement de délai s'explique principalement selon Enedis par un nombre important de raccordements photovoltaïques sur les toits d'immeubles avec des colonnes montantes électriques hors concession, qui nécessitent des travaux préparatoires à réaliser par le producteur avant qu'Enedis puisse effectuer les travaux de raccordement. Le délai important pris pour la réalisation de ces travaux préparatoires décale automatiquement l'échéance de raccordement.

Concernant les producteurs professionnels, l'évolution s'explique selon Enedis par une part plus importante de raccordements nécessitant la réalisation de travaux lourds, notamment la création de postes-sources ou l'ajout de transformateurs, qui sont identifiés et prévus dans les Schémas de Raccordement aux Réseaux Régionaux des Energies Renouvelables (S3REnR).

Pour les raccordements des producteurs professionnels, Enedis travaille à proposer la possibilité d'anticiper, dès l'obtention du tracé de l'offre de raccordement de référence, avant acceptation de cette offre par le producteur et moyennant un simple versement d'acompte, les démarches nécessaires à l'obtention des autorisations administratives et réglementaires pour réaliser les travaux de raccordement sur le domaine public.

Dans son précédent rapport, la CRE avait constaté qu'Enedis n'avait pas été en mesure de calculer, pour l'année 2014, l'indicateur relatif au taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements. Le taux moyen pour l'ensemble des catégories d'utilisateurs est de 86 % en 2015. Bien qu'en progression au cours de l'année 2015, ce taux reste cependant plus faible pour les consommateurs BT >36 kVA, collectif en BT et en HTA.

Enedis a fait évoluer ses outils pour améliorer la fluidité des échanges avec le client en développant en 2015 un portail raccordement pour le marché d'affaires mis en service début 2016 avec un système de pilotage et d'alerte permettant de sécuriser les dates clés du processus en offrant au client une vision de l'avancement de son projet jusqu'à la mise en service. Selon Enedis, 44 % des clients ont demandé leur raccordement par internet.

#### 1.1.4 Qualité des relevés

L'indicateur relatif au taux de relevés semestriels sur index réels (relevés ou auto-relevés) reste au niveau de 2015 avec un résultat de 95 %. Les outils mis en place dans le cadre du nouveau parcours client (cf. paragraphe 1.1.1) ont permis d'informer de façon dématérialisée le client de l'annonce du passage du releveur. Enedis envisage également de rappeler les dates et heures de passages prévues dans les annonces passage releveur envoyées aux clients par SMS ou par courriel. Par ailleurs, la plage de collecte a été élargie : la collecte des index auto-relevés par les clients est maintenant possible à tout moment et non uniquement dans les plages bimestrielles de facturation comme par le passé.

La CRE encourage Enedis dans cette démarche d'amélioration de sa relation avec ses clients notamment concernant la relève des compteurs. La CRE considère cependant que la transmission d'index par les clients pourrait encore être simplifiée. En effet, le numéro d'appel du serveur vocal d'Enedis pour relever ses index est payant. Par ailleurs, certaines adresses électroniques utilisées localement par le GRD pour la transmission d'index auto-relevés peuvent être sources d'erreur pour les clients en raison de leur longueur.

La CRE recommande donc à Enedis de revoir également ces deux moyens de transmission d'auto-relevés par les clients.

Enfin, dans le cadre du déploiement des compteurs Linky, la CRE invite Enedis à réfléchir à l'amélioration de la détection d'éventuelles anomalies relatives à des relevés ou des auto-relevés, notamment si elles affectaient un large ensemble de consommateurs dans une même zone géographique.

#### 1.1.5 Le portail fournisseurs

La performance du portail fournisseurs SGE pour l'année 2015 avec un taux de disponibilité de 99,31 % a été inférieure à celle constatée en 2014 avec un taux de 99,75 %, tout en restant supérieure à l'objectif annuel cible, ce qui a conduit Enedis à bénéficier d'un bonus de 281 k€ contre un bonus de 749 k€ en 2014. Le taux de disponibilité du portail a subi selon Enedis un incident majeur pris en charge entre les semaines 28 et 43 affectant essentiellement les services transactionnels mais n'ayant notamment pas eu d'impacts directs sur la préparation de la fin des TRV.

Enedis indique que le diagnostic a été difficile à établir concernant les raisons de cet incident. Toutefois, sans attendre la résolution définitive, des mesures conservatoires ont été mises en place par Enedis en vue de minimiser l'impact pour les utilisateurs. Enedis a communiqué de façon hebdomadaire par conférence téléphonique avec les fournisseurs jusqu'au retour à un niveau de performance satisfaisant.

Par ailleurs, la CRE a noté les attentes fortes des fournisseurs de disposer de services numériques modernes, réactifs, disponibles 24h/24 7j/7, avec plus de fonctionnalités. La délibération du 17 juillet 2014 sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué d'Enedis dans le domaine de tension BT  $\leq$  36 kVA prévoit des incitations sur la performance des services numériques d'Enedis (taux de disponibilité du portail internet clients, taux de compteurs activés dans les délais à la suite d'un ordre de pointe mobile, etc.). Dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, la CRE a demandé à Enedis de faire un point annuel dans son rapport *ad hoc* relatif à la qualité de service sur :

- la disponibilité du portail SGE, des *webservices*, du portail internet clients ;
- les retards de mise à jour du portail SGE ;
- la mise à disposition dans les temps des flux utiles à la facturation ;
- le délai de traitement et les refus des demandes faites par les fournisseurs à travers SGE ;
- la neutralité statistique des index estimés ;
- le taux d'échec de transmission des ordres tarifaires, notamment concernant le déclenchement d'une période de pointe mobile.

La CRE a également demandé à Enedis de travailler, dans le cadre du groupe de travail électricité (GTE), à l'extension des garanties du portail en termes de fonctionnalités, notamment l'accès à un portail le week-end pour la prise de rendez-vous, et de canaux efficaces (*webservices*, demandes en masse, etc.).

La CRE invite à cet effet l'ensemble des fournisseurs à lui communiquer d'ici fin février 2017 leurs attentes précises d'amélioration de la qualité de service sur ces thématiques.

#### 1.1.6 Traitement des réclamations

Le taux de réponses aux réclamations dans les 15 jours calendaires reste à un niveau élevé en 2015 avec un taux qui se stabilise autour de 95 %. Par ailleurs, 3 753 réclamations ont été traitées en plus de 30 jours en 2015 : ce chiffre est en baisse de 27 % par rapport à l'année 2014.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2015, Enedis suit également le taux de réclamations multiples qui correspond au nombre de réclamations pour un même point de connexion et un même type de réclamation. Ce taux est de 10 % sur l'année.

De façon globale, Enedis constate une baisse du nombre de réclamations depuis plusieurs années (-25 % par rapport à 2012), notamment concernant ses clients professionnels. S'agissant des réclamations des producteurs, elles ont diminué : 1 172 en 2015, contre 1 294 en 2014.

#### 1.1.7 Changement de fournisseurs

La performance d'Enedis en termes de changement de fournisseur réalisé dans les délais demandés reste à un excellent niveau de 99 %. Concernant les clients professionnels d'Enedis, le taux est de 97 % en raison notamment de l'activité soutenue dans le contexte de la fin des TRV pour ces clients.

#### 1.1.8 Bilan des incitations financières

Du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 31 décembre 2015, les indicateurs de suivi de la qualité de service d'Enedis incités financièrement ont généré au total 218 k€ de bonus pour Enedis, qui ont été ajoutés au montant du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) à apurer, et qui se décomposent de la façon suivante :

- 361 k€ de bonus ;
- 143 k€ de pénalités.

Par ailleurs, Enedis a versé 95 k€ de pénalités à cause de rendez-vous non tenus du fait du GRD, d'envoi hors délai de propositions de raccordement et de mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur. Ces pénalités ont été versées aux utilisateurs.

Le détail des incitations financières générées par chacun des indicateurs est le suivant :

**Tableau 1 : Montant des incitations financières associé aux indicateurs de qualité de service suivis par Enedis.**

Incitations financières (€)		2015	2014	2013	2012	2011	2010
Versement aux utilisateurs	Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par Enedis	-91 876	-14 343	-23 068	-47 608	-37 442	-44 693
	Nombre de pénalités versées pour l'envoi hors délai de propositions de raccordement	-450	-570	-450	-600	-3 760	NS
	Nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue avec l'utilisateur	-2 350	-3 450	Non incité	Non incité	Non incité	Non incité
Versement au CRCP	Taux de mises en service avec déplacement réalisées dans les délais demandés	0	0	Non incité	Non incité	Non incité	Non incité
	Taux d'index électricité relevés et auto-relevés semestriellement	0	0	Non incité	Non incité	Non incité	Non incité
	Taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours / 15 jours depuis le 1 <sup>er</sup> janvier 2014	0	0	0	0	0	0
	Nombre mensuel de réclamations traitées dans un délai supérieur à 30 jours calendaires	-112 590	-154 740	Non incité	Non incité	Non incité	Non incité
	Taux de respect du délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	50 000	50 000	100 000	150 000	200 000	100 000
	Taux de disponibilité du portail fournisseurs	281 000	749 000	90 000	100 000	80 000	90 000
<b>Total des incitations financières</b>	<b>123 734</b>	<b>625 897</b>	<b>166 482</b>	<b>201 792</b>	<b>238 798</b>	<b>145 307</b>	

## 1.2 Bilan de la qualité de service des entreprises locales de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients et d'EDF SEI

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2014, les entreprises locales de distribution (ELD) d'électricité desservant plus de 100 000 clients et EDF SEI disposent également d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service qui est adapté à la taille et aux contraintes des opérateurs. Elles suivent chacune les mêmes indicateurs de qualité de service, dont deux sont incités financièrement. Les pénalités sont versées directement aux clients sur réclamation.

### 1.2.1 Les indicateurs incités financièrement

Pour Electricité de Strasbourg, Gérédis, SRD et URM, il n'y a eu aucun rendez-vous manqué en 2015 du fait du GRD et indemnisé au cours de la période de suivi. EDF SEI a enregistré 87 réclamations relatives à des rendez-vous non respectés, soit une baisse de 25 % par rapport à 2014. EDF SEI précise que la mise en place dans certains territoires d'une gestion centralisée des imprévus à travers une cellule de pilotage centralisée permet de mieux faire face aux aléas (absences imprévues des agents) en réduisant les impacts clients.

Par ailleurs, s'agissant des propositions de raccordements, pour Electricité de Strasbourg, Gérédis, SRD et URM, il n'y a eu aucune proposition envoyée hors délai et indemnisée au cours de la période de suivi. En 2015, EDF SEI n'a enregistré que 2 réclamations pour propositions de raccordement envoyées hors délais, situation stable par rapport à 2014. Comme la CRE l'avait demandé dans son précédent rapport, les devis préparés par EDF SEI font mention depuis le début d'année 2016 de la possibilité pour le client de demander une indemnisation en cas de non-respect des délais prévus.

#### 1.2.2 Les indicateurs suivis

Le TURPE 4 a introduit un suivi de cinq indicateurs non incités pour ces mêmes ELD et pour EDF SEI. Il est important de souligner que, bien qu'EDF SEI et les ELD desservant plus de 100 000 clients suivent les mêmes indicateurs, leurs résultats peuvent être sensiblement différents compte tenu de leur taille et de la nature de leur zone de desserte (rurale, urbaine ou insulaire).

Le nombre total de réclamations sur l'année 2015 tous utilisateurs confondus reste stable ou diminue légèrement pour Electricité de Strasbourg, Gérédis et URM. La CRE constate toutefois une augmentation du nombre de réclamations pour SRD et EDF SEI.

Concernant le délai de traitement des réclamations dans les 30 jours, SRD obtient comme en 2015 un très bon résultat proche de 100 %. La CRE constate toutefois que les lettres d'attente dans lesquelles SRD informe l'utilisateur de la bonne prise en compte de sa demande et de la nécessité de mener une analyse plus longue pour traiter celle-ci sont incluses dans le calcul de ces délais. En conséquence, la CRE demande à SRD de prendre dans le périmètre du calcul de cet indicateur uniquement les réclamations pour lesquelles une réponse « consistante » a été envoyée par le GRD. S'agissant d'URM, 100 % des réclamations ont reçu une réponse en moins de 30 jours. Le GRD se fixe un objectif de délai de traitement de moins de 8 jours. Pour Electricité de Strasbourg et Gérédis, le taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours est en progression par rapport à l'année 2014 pour atteindre, pour ES, un niveau à 86 % à fin 2015 (contre 77,3 % en 2014) et pour Gérédis un niveau à 96,0 % (contre 94,9 % en 2014). Enfin, la performance annuelle d'EDF SEI s'est améliorée de 5 points pour atteindre un taux de 86 % de réclamations traitées dans les 30 jours.

Les ELD et EDF SEI suivent également le taux de compteurs avec au moins un relevé sur index réel dans l'année. Les ELD desservant plus de 100 000 clients enregistrent comme en 2014 de bons résultats : leur taux trimestriel est supérieur à 95 %. EDF SEI enregistre un taux annuel en progression à 93,4 % en raison de la mise en œuvre par le GRD d'actions de fond, dans certains territoires : fiabilisation des adresses des clients en lien avec le référentiel de la Poste et les mairies, amélioration de la localisation des compteurs à travers la collecte de points GPS, ou information anticipée des clients dont le compteur est inaccessible pour s'assurer de leur présence.

Enfin, concernant le raccordement, les opérateurs suivent les délais d'envoi des propositions de raccordement et le respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages.

Concernant Electricité de Strasbourg, l'indicateur relatif aux propositions de raccordement est stable, toutefois, une légère hausse de dépassement des délais pour le segment consommateur > 36 kVA et collectifs BT peut être constatée. Le GRD indique que le nombre de dossiers est en progression. Il a en conséquence procédé à une réallocation des ressources. Par ailleurs, la date convenue de mise en exploitation des ouvrages est généralement respectée par le GRD.

La CRE constate, pour Gérédis, une légère dégradation en 2015 du taux de propositions de raccordement envoyées hors délais pour les consommateurs résidentiels (5,3 %) par rapport à l'année 2014 (2,3 %). S'agissant des producteurs BT ≤ 36 kVA, le taux d'envoi hors délai s'est cependant amélioré en 2015 (3,5 %) par rapport à l'année 2014 (8,0 %). Le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements est quant à lui en amélioration en 2015 pour l'ensemble des catégories d'utilisateurs par rapport à l'année 2014.

La performance de SRD est bonne pour les consommateurs, cependant le taux de propositions de raccordement envoyées hors délai pour les producteurs peut dépasser 10 % certains trimestres. Le GRD indique que la rédaction des propositions techniques et financières nécessite souvent d'obtenir au préalable les résultats d'une étude d'insertion sur le réseau de transport, et parfois même de solliciter les GRD voisins. SRD obtient une très bonne performance concernant le respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements.

Comme la CRE l'a constaté dans son précédent rapport, URM enregistre un taux moyen d'envoi hors délai des propositions de raccordement pour les producteurs supérieur aux autres ELD. URM précise qu'il réalise la totalité de ses propositions de raccordement producteur à l'issue d'un rendez-vous sur place, ce qui augmente le délai total incluant le délai de prise de rendez-vous. Comme en 2014, URM a par ailleurs respecté à 100 % en 2015 les dates de mise à disposition des raccordements convenues avec les utilisateurs.

Le taux de propositions de raccordement envoyées hors délai est en baisse pour EDF SEI par rapport à 2014 pour la majorité des catégories d'utilisateurs, notamment les producteurs. Par ailleurs, le taux de respect de la date convenue de mise à disposition des raccordements est en amélioration par rapport à 2014. Selon EDF SEI, cette progression est due à une meilleure collecte des dates de mise en service souhaitées par les clients et à la mise en place progressive d'un pilotage par les délais de l'activité de raccordement.

## 2. BILAN DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

### 2.1 Bilan de la qualité de service de GRDF et évolution de la régulation incitative

Dans l'ensemble, la qualité du service rendu par GRDF aux consommateurs et aux fournisseurs est stabilisée à un bon niveau de performance. La plupart des indicateurs atteignent les objectifs fixés par la CRE. Notamment, la performance de GRDF s'est améliorée, en 2015, concernant les délais de réalisation des mises hors service et des raccordements. Toutefois, comme la CRE le constatait dans ses précédents rapports de suivi sur la régulation incitative de la qualité de service, la performance de GRDF doit s'améliorer concernant notamment les délais de réalisation des mises en service et le taux de disponibilité du portail fournisseur.

Dans le cadre du tarif ATRD5 de GRDF, entré en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2016, la CRE a fait évoluer le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service mis en place par le tarif ATRD3, entré en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2008.

Notamment, afin que GRDF reste mobilisé pour accroître sa performance quel que soit le niveau atteint, la CRE a défini, comme pour Enedis, pour chaque indicateur faisant l'objet d'une incitation financière<sup>3</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 a déterminé 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.

Également, dans le but d'offrir une meilleure visibilité à GRDF et aux acteurs de marché, la CRE a établi 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, pour les autres indicateurs dont la liste figure en annexe de la délibération tarifaire de la CRE du 10 mars 2016<sup>4</sup>, la CRE conserve la possibilité de les modifier annuellement en termes de définition, de niveaux d'objectifs et d'incitations financières. La CRE conserve également la possibilité, d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période tarifaire et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire.

Dans le cadre du déploiement des compteurs évolués, baptisés « Gazpar », la CRE a mis en place des indicateurs de suivi de la performance du système de comptage évolué de GRDF. Cette régulation incitative de la performance dédiée aux compteurs évolués complète le mécanisme actuel de suivi de la qualité de service de l'opérateur, défini dans le tarif ATRD5 de GRDF. Sur les quinze indicateurs mis en place, huit font l'objet d'un suivi depuis le lancement du pilote fournisseurs qui a eu lieu en septembre 2016. Les sept autres indicateurs seront suivis à compter du début du déploiement industriel prévu en mai 2017. Sur la totalité des quinze indicateurs suivis, six feront l'objet d'une incitation financière dès le début du déploiement industriel et un six mois après le début du déploiement industriel.

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

Lorsqu'un rendez-vous pour une intervention qui nécessite la présence du client est planifié par GRDF et n'est pas respecté du fait du GRD, GRDF verse une pénalité au client. Le montant de cette pénalité est identique à celle facturée par GRDF en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait du client ou du fournisseur. Depuis juillet 2013, tous rendez-vous manqué par GRDF est systématiquement identifié et automatiquement indemnisé.

Sur les 1 791 738 rendez-vous planifiés en 2015, 13 425 n'ont pas été respectés par GRDF. GRDF a donc versé une pénalité de 374 193 €. Ce résultat est en légère augmentation par rapport aux résultats de 2014 (11 488 rendez-vous planifiés non respectés par GRDF en 2014). La CRE constate qu'en 2015 Enedis a comptabilisé moins de 3 000 rendez-vous planifiés non respectés par le GRD. La CRE s'interroge sur l'écart significatif entre ces deux résultats et sur leur comparabilité. En conséquence, la CRE demande aux deux GRD d'examiner les raisons qui conduisent à une telle différence de comptabilisation.

<sup>3</sup> À 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.

<sup>4</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.

### 2.1.2 Délais de réalisation des mises en service et mises hors service

La CRE observait dans ses précédents rapports que GRDF conservait des marges de progression s'agissant du respect des délais de réalisations des prestations. En 2015, les taux de mises en service et hors service dans les délais demandés sont stables par rapport à 2014 et atteignent en moyenne respectivement 92,0 % et 95,6 %.

Concernant les délais de réalisation des mises en service, la performance de GRDF se situe en-dessous de l'objectif de base fixé par la CRE (93,0 % par mois) et génère une pénalité de 207 k€ pour GRDF. GRDF indique que cet indicateur mesure le respect de l'engagement sur la date de mise en service (premières mises en service et mises en service sur installation existante) telle que transmise ou demandée par le fournisseur. GRDF observe que les premières mises en service (à la suite d'un raccordement) sont souvent réalisées hors délai car la date convenue entre le client et le fournisseur ne tient pas compte des éventuels retards dans la remise du certificat de conformité de la nouvelle installation.

Concernant les délais de réalisation des mises hors service, GRDF a dépassé l'objectif cible (96,5 % par mois) fixé par la CRE sur un mois dans l'année 2015 et a donc perçu un bonus de 20 k€. Toutefois, GRDF a détecté en 2015 un dysfonctionnement dans les pratiques de fournisseurs sur les prises de rendez-vous qui conduisait à augmenter les délais pour réaliser une mise hors service. Ce problème a été résolu et un rappel a été fait auprès des fournisseurs concernant la procédure à appliquer pour les prises de rendez-vous dans le SI de GRDF.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, la CRE a fixé un unique objectif de référence annuel de 93,0 % de mises en services réalisées dans les délais demandés et de 95,5 % de mises hors services réalisées dans les délais demandés.

### 2.1.3 Délais de réalisation des raccordements

En 2015, GRDF a amélioré le respect des délais convenus de réalisation des raccordements : en 2015, en moyenne, 94,0 % des raccordements dont le débit est inférieur ou égal à 6-10 m<sup>3</sup>/h hors extensions et 87,7 % des raccordements dont le débit est strictement supérieur à 10 m<sup>3</sup>/h et des raccordements avec extension sont réalisés dans les délais convenus.

Concernant les délais de réalisation des raccordements dont le débit est inférieur ou égal à 6-10 m<sup>3</sup>/h hors extensions, la performance de GRDF se situe au-dessus de l'objectif cible fixé par la CRE (90,0 % par mois) ce qui génère un bonus de 120 k€ pour GRDF. En revanche, pour les raccordements dont le débit est strictement supérieur à 10 m<sup>3</sup>/h et les raccordements avec extension, la performance de GRDF s'est située entre l'objectif de base (85,0 %) et l'objectif cible (90,0 %) fixés par la CRE, GRDF n'a donc perçu ni bonus, ni versé de pénalité.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, la CRE a fixé un unique objectif de référence annuel de 89,0 % de raccordements réalisés dans les délais convenus, tous types de raccordements confondus.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017, la CRE a modifié cet indicateur, à la demande de GRDF, afin que la segmentation soit plus cohérente avec les pratiques opérationnelles de l'opérateur. Ainsi, GRDF ne suivra plus les raccordements par type d'installations (compteur de débit maximal inférieur ou égal à 6-10 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) mais par type de consommateurs (marché grand public d'une part, et marché d'affaires d'autre part).

### 2.1.4 Qualité des relevés

Les indicateurs relatifs à la qualité des relevés sont stables et dépassent les objectifs cibles fixés par la CRE : en 2015, en moyenne, 97,5 % des relevés semestriels correspondent à des relevés réels (et non estimés par GRDF). 0,15 % des index semestriels et 0,34 % des index mensuels et journaliers ont été rectifiés. Ces performances sont le résultat d'actions engagées par GRDF, d'une part, auprès des prestataires d'acquisition des index et, d'autre part, sur la qualité des bases de données des clients et des index de relevé cyclique avant publication aux fournisseurs.

Concernant le taux de relevés semestriels sur index réels, la performance de GRDF se situe au-dessus de l'objectif cible fixé par la CRE (97,2 % par mois) ce qui génère un bonus de 100 k€ pour GRDF. S'agissant du taux d'index rectifiés, la performance de GRDF se situe en-dessous des objectifs cible fixés par la CRE (0,2 % par mois pour les index semestriels et 0,3 % par mois pour les index mensuels et journaliers) ce qui génère un bonus total de 327 k€ pour GRDF.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, la CRE a fixé un unique objectif de référence annuel de 97,2 % de relevés semestriels sur index réels, de 0,20 % d'index semestriels rectifiés et de 0,38 % d'index mensuels et journaliers rectifiés.

### 2.1.5 Fonctionnement du SI « OMEGA » de GRDF

Les taux de publication par le portail fournisseurs OMEGA<sup>5</sup> des relevés de consommation sont stables sur 2015 et atteignent un niveau moyen de 99,93 %, pour tous les types de relevés. Ces résultats se situent au-dessus des objectifs cibles fixés par la CRE (99,9 % par semestre pour chaque type de relevé) ce qui génère un bonus de 118 k€ pour GRDF.

La disponibilité de ce portail est stable (99,4 % en moyenne en 2015) et, à l'exception de problèmes ponctuels, atteint très régulièrement les 100 % de disponibilité par semaine. Toutefois, quelques incidents ont perturbé la disponibilité du portail début 2015 (91,4 % de disponibilité sur la première semaine de 2015) et, de façon moindre, au second semestre 2015, ce qui a généré une pénalité de 65 k€ pour GRDF.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, la CRE a fixé un unique objectif de référence annuel de 99,98 % de publication des relevés semestriels, de 99,93 % de publication des relevés mensuels, de 99,94 % de publication des relevés journaliers et de 99,5 % de disponibilité du portail fournisseurs OMEGA.

### 2.1.6 Traitement des réclamations

Le traitement par GRDF des réclamations des consommateurs dans les 30 jours calendaires s'est fortement amélioré en 2015 et atteint 96,5 % (90,6 % en 2014). Pour cet indicateur, l'objectif fixé par la CRE est de 100 %, GRDF versant une pénalité de 25 € pour chaque réclamation non traitée dans les délais. En 2015, GRDF a versé une pénalité de 2 k€. En parallèle, le nombre de réclamations reçues directement des consommateurs a fortement augmenté en 2015 (2 341 réclamations reçues en 2015 contre en moyenne 700 par an sur les trois dernières années). Cette augmentation s'explique par la prise en compte par GRDF des nouveaux vecteurs de communication utilisés par les consommateurs, ce qui accroît l'exhaustivité des réclamations. Elle concerne particulièrement les réclamations relatives aux raccordements individuels.

Toutefois, GRDF indique ne comptabiliser que les réclamations des consommateurs relatives à la livraison du gaz et le raccordement. La CRE demande à GRDF de prendre en compte toutes les réclamations reçues en direct des consommateurs dans le calcul des indicateurs transmis à la CRE.

Le traitement par GRDF des réclamations des fournisseurs dans les 15 jours calendaires est stable en 2015 et atteint 98,4 %. L'indicateur est resté tous les mois supérieur à l'objectif de 95,0 % fixé par la CRE et n'a donc généré aucune pénalité pour GRDF. Le nombre de réclamations de fournisseurs continue de diminuer en 2015 (28 404 réclamations reçues en 2015 contre en moyenne contre 34 700 en moyenne sur les deux dernières années). Le taux de réclamations de fournisseurs traitées en plus de deux mois est stable et s'établit à 0,03 %.

À compter du 1<sup>er</sup> juillet 2016, pour compléter le suivi des réclamations, la CRE a demandé à GRDF de suivre le taux de réponses aux réclamations de fournisseurs dans les 5 jours calendaires et, afin de s'assurer que toutes les réclamations sont effectivement traitées, le taux de réclamations de consommateurs traitées en plus de deux mois. En outre, pour suivre la qualité des premières réponses apportées aux réclamations, la CRE a demandé à GRDF de suivre le taux de réclamations multiples (suivi des nouvelles réclamations concernant un PCE<sup>6</sup> qui a déjà fait l'objet d'une réclamation antérieure) pour les réclamations des fournisseurs et des consommateurs.

À compter du lancement du pilote fournisseurs pour le projet de compteurs évolués de GRDF, la CRE demande à GRDF d'inclure les réclamations relatives aux compteurs Gazpar dans le suivi plus global de l'ensemble des réclamations reçues par GRDF.

### 2.1.7 Bilan des incitations financières

Du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 31 décembre 2015, les indicateurs de suivi de la qualité de service de GRDF incités financièrement ont généré au total 1 063,5 k€ de bonus pour GRDF, qui s'ajouteront au montant du CRCP à apurer, et qui se décomposent de la façon suivante :

- 1 385,8 k€ de bonus ;
- 322,3 k€ de pénalités.

Par ailleurs, GRDF a versé 374,2 k€ de pénalités à cause de rendez-vous non tenus du fait du GRD. Ces pénalités ont été versées aux utilisateurs.

<sup>5</sup> OMEGA (Ouverture du Marché de l'Énergie et Gestion de l'Acheminement) : système d'information de GRDF de gestion des données d'acheminement et des processus clients associés, assurant la communication entre le GRD et les fournisseurs (toutes les demandes des fournisseurs doivent transiter par le portail Fournisseurs OMEGA) via un site internet sécurisé.

<sup>6</sup> Point de comptage et d'estimation.

Le détail des incitations financières générées par chacun des indicateurs est le suivant :

**Tableau 2 : Montant des incitations financières associé aux indicateurs de qualité de service suivis par GRDF.**

Incitations financières (€)		2015	2014	2013	2012	2011	2010	
Versement aux utilisateurs	Nombre de RDV planifiés non respectés par le GRD	- 374 193	- 311 884	- 181 038	- 4 076	- 2 250	- 3 077	
Versement au CRCP	Taux de mise en service (MES) réalisées dans les délais demandés	- 207 000	- 166 000	- 127 000	- 50 000	Non incité	Non incité	
	Taux de mises hors service (MHS) réalisées dans les délais demandés	20 000	4 000	0	0	Non incité	Non incité	
	Taux de raccordement réalisés dans le délai convenu	Raccordement ≤ 6-10 m <sup>3</sup> /h sans extensions	120 000	60 000	60 000	30 000	Non incité	Non incité
		Raccordement > 10 m <sup>3</sup> /h sans extension et raccordements avec extension	0	- 40 000	- 40 000	- 30 000	Non incité	Non incité
	Taux de relevés semestriels (6M) sur index réels (relevés ou auto-relevés)	100 000	100 000	100 000	50 000	Non incité	Non incité	
	Qualité des relevés JJ transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD	70 800	7 400	- 36 400	258 000	422 000	99 000	
	Délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD	0	- 100 000	- 80 000	80 000	140 000	160 000	
	Taux de disponibilité du portail fournisseur	- 65 000	- 55 000	- 55 000	- 20 000	40 000	70 000	
	Taux de réponses aux réclamations de fournisseurs dans les 15 jours calendaires	0	0	0	- 83 300	- 48 100	- 29 550	
	Taux de réponses aux réclamations clients dans les 30 jours calendaires	- 2 050	- 1 225	- 1 050	- 1 850	- 3 050	- 2 025	
	Taux de publication par OMEGA des relèves	J/J-J/M	40 000	40 000	70 000	170 000	180 000	368 000
		M/M	0	40 000	70 000	130 000	100 000	152 000
		6M/6M	78 400	80 000	90 000	92 000	208 000	182 000
	Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs	40 000	40 000	70 000	650 000	1 100 000	600 000	
	Taux de traitement des rejets du mois M en M+1	60 000	60 000	145 000	52 000	20 000	- 136 000	
	Amplitude des comptes d'écart distribution (CED)	481 360	1 164 032	0	0	89 758	Non incité	
	Taux d'index rectifiés	6M/6M	240 000	240 000	- 3 000	Non incité	Non incité	Non incité
J/J-J/M-M/M		87 000	127 000	120 000	Non incité	Non incité	Non incité	
<b>Total des incitations financières</b>		<b>689 317</b>	<b>1 288 323</b>	<b>201 512</b>	<b>1 322 774</b>	<b>2 246 358</b>	<b>1 460 348</b>	



## 2.2 Bilan de la qualité de service des entreprises locales de distribution de gaz naturel

Les entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel disposent également d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, analogue à celui mis en place pour GRDF, qui est adapté à la taille et aux contraintes des opérateurs. Les neuf ELD<sup>7</sup> disposant d'un tarif ATRD spécifique suivent entre 14 et 21 indicateurs ; les ELD au tarif commun suivent un unique indicateur, celui relatif au nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD.

Dans l'ensemble, le bilan dressé de la qualité de service des ELD est positif en 2015. Toutefois, ces résultats sont à nuancer en raison de la faible volumétrie des assiettes de calcul pour certains indicateurs et de la faible présence de fournisseurs alternatifs sur les réseaux des ELD de gaz naturel.

### 2.2.1 Délais de réalisation des mises en service et mises hors service

La plupart des ELD dépassent les objectifs cibles fixés par la CRE de 97,0 % de mises en service et de 98,0 % de mises hors service réalisées dans les délais demandés par an. Six des ELD ont donc perçu un bonus en 2015. Toutefois, les performances de Réseau GDS et Sorégies se situant entre les objectifs de base et les objectifs cibles fixés par la CRE, ces deux ELD n'ont donc perçu ni bonus, ni versé de pénalité. Enfin la performance de GEG se situe en-dessous des objectifs de base fixés par la CRE, ce qui génère pour GEG une pénalité.

Réseau GDS indique que certaines interventions programmées pendant la période estivale ont été reportées pour pallier le manque ponctuel de ressources. Sorégies observe que le respect des délais d'intervention s'est amélioré au second semestre 2015. Enfin, afin d'accroître sa performance, GEG a pris un ensemble de mesures qui permettront d'améliorer la gestion des programmes d'intervention. GEG prévoit également de recruter des techniciens supplémentaires et de modifier son système de planification de rendez-vous.

### 2.2.2 Délais de réalisation des raccordements

Le suivi des délais de raccordement a été mis en place progressivement pour les neuf ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique. Les résultats pour 2015 sont assez hétérogènes suivant les ELD. Gedia<sup>8</sup>, Caléo et Gaz de Barr<sup>9</sup> ont réalisé tous leurs raccordements dans le délai convenu en 2015. Réseau GDS<sup>10</sup>, GEG, Vialis, Veolia Eau et Sorégies réalisent en moyenne entre 80 % et 95 % de leurs raccordements dans les délais convenus. Enfin Régaz-Bordeaux n'a réalisé en moyenne que 61 % de ses raccordements dans les délais convenus. Régaz-Bordeaux explique notamment que les délais de réalisation des raccordements sont soumis aux aléas des délais d'obtention des autorisations administratives. Caléo, en revanche, explique tenir compte de ces délais pour convenir d'une date de raccordement avec les consommateurs.

Ces résultats sont à mettre en regard de la faible volumétrie du nombre de raccordements annuels réalisés, en particulier sur le territoire des ELD les plus petites.

Cet indicateur n'est pas soumis à une incitation financière en 2015.

### 2.2.3 Qualité des relevés

Les indicateurs relatifs à la qualité des relevés tels que le taux de relevés semestriels sur index réels, le taux d'index rectifiés et le nombre de prestations de vérification de données de comptage aboutissant à une correction d'index sont globalement stables en 2015. Pour Vialis, le taux de relevés semestriels sur index réels a progressé en 2015.

Pour l'indicateur relatif au taux de relevés semestriels sur index réels, la CRE a progressivement mis en place une incitation financière pour les ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique<sup>11</sup> avec un objectif de base (95,0 %) et un objectif cible (97,0 %) communs. Cinq des ELD ont perçu un bonus en 2015. Toutefois, les performances de Régaz-Bordeaux et Vialis se situent entre les objectifs de base et les objectifs cibles fixés par la CRE, ces deux ELD n'ont donc perçu ni bonus, ni versé de pénalité. Enfin la performance de GEG se situe en-dessous des objectifs de base fixés par la CRE, ce qui génère pour GEG une pénalité. GEG indique mener actuellement une analyse des causes d'absence de relevés réels pour améliorer les résultats de cet indicateur.

<sup>7</sup> Régaz-Bordeaux, Réseau GDS, GEG, Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies.

<sup>8</sup> Dans un délai de 2 mois pour Gedia.

<sup>9</sup> Gaz de Barr suit l'indicateur relatif aux délais de raccordement dans le délai convenu depuis juillet 2015.

<sup>10</sup> Réseau GDS suit le taux de mises en gaz dans le délai convenu.

<sup>11</sup> Sauf pour Sorégies dont le tarif ATRD spécifique est entré en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2014.

### 2.2.4 Fonctionnement des SI des ELD

La disponibilité du portail fournisseurs dépasse les objectifs cibles pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS, GEG et Vialis. Le portail fournisseur de Sorégies a, quant à lui, connu une disponibilité de 85,1 % sur une semaine d'août 2015, soit un niveau inférieur à l'objectif de base hebdomadaire fixé par la CRE.

### 2.2.5 Traitement des réclamations

Le traitement par les ELD des réclamations reçues directement des consommateurs s'améliore en 2015. Comme pour GRDF, les ELD versent une pénalité de 25 € pour chaque réclamation non traitée dans les délais<sup>12</sup>. Régaz-Bordeaux a traité 22 réclamations hors délai (sur les 132 reçues en 2015), Réseau GDS a traité 4 réclamations hors délai (sur les 27 reçues en 2015) et GEG a traité 15 réclamations hors délai (sur les 150 reçues en 2015). Les autres ELD ont traité toutes les réclamations reçues dans les délais (elles ont reçu entre 0 et 12 réclamations en 2015). GEG a rencontré des difficultés à traiter le grand nombre de réclamations reçues en 2015 (65 réclamations reçues en 2014) dû notamment à la fin des tarifs réglementés de vente (TRV).

Les ELD reçoivent peu de réclamations de fournisseurs : 15 pour Régaz-Bordeaux, 3 pour Réseau GDS et Vialis, 19 pour GEG. Ces réclamations sont globalement traitées dans les délais<sup>13</sup> sauf pour Régaz-Bordeaux qui a traité une réclamation en 31 jours et GEG qui a traité 13 réclamations dans un délai moyen de 85 jours. Comme pour les réclamations reçues directement des consommateurs, les ELD versent une pénalité de 25 € pour chaque réclamation non traitée dans les délais.

### 2.2.6 Bilan des incitations financières

Du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 31 décembre 2015, les indicateurs de suivi de la qualité de service des ELD incités financièrement ont généré au total une pénalité de 6 k€ pour GEG et un bonus compris entre 0 k€ et 73 k€ pour les autres ELD, qui sont venus se déduire (pour les pénalités) ou s'ajouter (pour les bonus) au montant du CRCP de chaque ELD à apurer.

Par ailleurs, les rendez-vous non tenus du fait du GRD ont généré pour les ELD des pénalités comprises entre 0 et 109 €. Ces pénalités ont été versées directement aux fournisseurs.

<sup>12</sup> Dans un délai de 8 jours calendaires pour Vialis, 15 jours calendaires pour Gedia, 21 jours calendaires pour Réseau GDS et 30 jours calendaires pour Régaz-Bordeaux, GEG, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies.

<sup>13</sup> Dans un délai de 8 jours calendaires pour Vialis et 15 jours calendaires pour Régaz-Bordeaux, Réseau GDS, GEG, Gedia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia Eau et Sorégies.

### **3. BILAN DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL**

Dans le cadre des différentes délibérations tarifaire, la CRE a poursuivi l'objectif de faire évoluer les indicateurs de qualité de service de façon à répondre au mieux aux attentes du marché. Les bons résultats des GRT ont permis d'augmenter les niveaux d'exigence afin d'être dans une optique d'amélioration continue des services rendus.

Au 1<sup>er</sup> avril 2015, trois nouveaux indicateurs ont été introduits afin de suivre les informations publiées et les modes d'intervention des GRT sur les marchés dans le cadre du nouveau système d'équilibrage mis en place au 1<sup>er</sup> octobre 2015. Ces indicateurs sont les suivants :

- le suivi des interventions des GRT sur les marchés au titre de l'équilibrage, permettant de mesurer l'écart entre le prix des interventions des GRT et le prix moyen constaté sur un PEG un jour donné ;
- le retour au stock en conduite de la veille, afin d'inciter les GRT à retrouver un niveau de stock en conduite constant d'un jour à l'autre ;
- le suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites publics des GRT. Ces cinq informations, définies dans le cadre de la Concertation gaz, sont les suivantes :
  - le stock en conduite projeté publié chaque heure de la journée ;
  - le déséquilibre prévisionnel publié chaque heure de la journée ;
  - le prix de règlement des déséquilibres de la journée en cours publié chaque heure de la journée ;
  - la prévision globale de consommation par zone (J et J+1) ;
  - les allocations au PIR Pirineos.

Par ailleurs, un nouvel indicateur a été introduit portant sur le respect du programme de maintenance portant sur les capacités interruptibles de la liaison Nord-Sud publié en M-2 par GRTgaz. Cet indicateur, non incité financièrement, mesure la variation entre le programme de maintenance prévisionnel portant sur la capacité interruptible publié en M-2 et le programme de maintenance réalisé sur la liaison Nord Sud.

Ainsi, depuis le 1<sup>er</sup> avril 2015, la qualité de service des GRT est suivie au moyen de 20 indicateurs. Parmi ces indicateurs, 6 font l'objet d'une incitation financière afin d'améliorer la qualité et la mise à disposition des mesures télé-relevées.

#### **3.1 Qualité et mise à disposition des données**

**La CRE constate une stabilité des performances des deux GRT sur les indicateurs relatifs à la qualité et à la mise à disposition des données. GRTgaz et TIGF doivent encore poursuivre leurs efforts pour améliorer les prévisions de consommation réalisées la veille et en cours de journée.**

##### **3.1.1 GRTgaz**

La plupart des indicateurs relatifs à la mise à disposition des données par les GRT sont stables pour GRTgaz.

Néanmoins, l'indicateur relatif à la qualité des quantités mesurées aux points d'interface transport distribution (PITD) montre une dégradation : le nombre de jours non conformes est passé de 24 en 2014 à 32 en 2015. GRTgaz explique cela par un mauvais fonctionnement de son système d'information de mesurage, qu'il prévoit de faire évoluer.

Les prévisions de consommation se sont améliorées entre 2014 et 2015 : le taux de prévisions de très bonne qualité est passé de 70 % à 77 %, alors que le taux d'information de mauvaise qualité est passé de 13 % à 7 %.

##### **3.1.2 TIGF**

La plupart des indicateurs relatifs à la mise à disposition des données par les GRT est stable pour TIGF.

Néanmoins, l'indicateur relatif à la qualité des quantités mesurées aux PITD montre une dégradation : le nombre de jours non conformes est passé de 4 en 2014 à 8 en 2015. Sur ces 8 jours, 6 étaient concentrés en décembre, ce qui s'explique par la défaillance d'un poste de distribution.

La qualité des prévisions de consommation réalisées en cours de journée est restée stable sur l'année 2015 par rapport à l'année 2014, mais un taux d'information de mauvaise qualité de 24 % persiste sur cet indicateur. Les prévisions de consommation réalisées la veille pour le lendemain se sont dégradées : le taux de prévisions de très bonne qualité est passé de 51 % à 43 %, alors que le taux d'information de mauvaise qualité est passé de 27 % à 37 %. Dans son rapport, TIGF est conscient de la marge de progrès qu'il lui reste sur cet indicateur. TIGF a donc fait appel à une société experte en prévision climatique et mis en place un groupe de travail spécifique pour améliorer les prévisions de consommation.

La qualité des quantités intra-journalières mesurées aux points de livraison s'est améliorée, en passant de 90 % à 95 % de comptages conformes sur l'année 2015 : TIGF a déployé les systèmes d'information permettant d'assurer la fiabilité des données télé-relevées.

### **3.2 Maintenances et respect des programmes travaux**

#### **3.2.1 GRTgaz**

La disponibilité des capacités fermes est stable à des niveaux en dessous des attentes des expéditeurs entre 2014 et 2015 pour les points d'interface transport terminaux méthaniers (PITTM) (96 %), points d'interface transport stockage (PITS) (96 %) et la liaison Nord Sud (99 %). Aux points d'interconnexion réseau (PIR), la disponibilité des capacités fermes est passée de 90 % en 2014 à 92% en 2015. Malgré cette amélioration du taux de disponibilité des capacités fermes, GRTgaz a mené en 2015 une étude comparative sur la gestion des programmes travaux par divers opérateurs, dans l'objectif final de diminuer la gêne occasionnée par ses maintenances.

Les indicateurs portant sur les écarts entre les programmes de maintenance et le réalisé sont stables.

L'indicateur mesurant le respect du programme de maintenance portant sur les capacités interruptibles de la liaison Nord Sud publié en M-2 par GRTgaz n'est pas publié. La CRE demande à GRTgaz de mettre en œuvre cet indicateur au plus vite.

#### **3.2.2 TIGF**

La création de la *Trading Region South* (TRS) au 1<sup>er</sup> avril 2015 a engendré une modification de la publication des données pour TIGF. Les données présentées concernent désormais le « Super Point » englobant le PIR Pirineos et le PITS de TIGF. Ces données sont en grande partie impactées par les travaux réalisés par GRTgaz.

Ainsi, sur les 7,1 % d'indisponibilité en sortie à Pirineos, 5,6 % reflètent l'impact des travaux GRTgaz et seulement 1,6 % sont liés à des travaux effectués par TIGF.

TIGF et GRTgaz ont créé un groupe de travail dans le but de diminuer les réductions de capacité sur le réseau de TIGF.

### **3.3 Qualité de la relation avec les GRD et avec les expéditeurs**

Les deux GRT présentent des résultats satisfaisants concernant les délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD : aucun retard pour TIGF et 3 jours de retard pour GRTgaz au cours du mois de septembre.

TIGF a enregistré 20 réclamations d'expéditeurs portant sur la fiabilité des informations publiées sur les plateformes client en 2015, contre 12 en 2014 alors que l'objectif cible est fixé à 0 réclamation. Cet objectif est atteint par GRTgaz.

Les deux GRT mesurent la satisfaction de leurs clients au moyen d'enquêtes de satisfaction dont les résultats, très positifs, sont publiés sur leurs sites internet.

### **3.4 Liaison Nord Sud**

L'indicateur « mise à disposition du marché de capacités fermes supplémentaires à la liaison Nord-Sud » mesure le volume annuel cumulé de capacité journalière ferme supplémentaire commercialisé par GRTgaz à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud.

En 2015, GRTgaz a permis la commercialisation de 9,11 TWh/j en cumulé sur l'année contre 7,14 TWh/j en cumulé sur l'année 2014. Cela correspond à une hausse de la capacité ferme commercialisée de plus de 9 % sur

l'année 2015. Cette commercialisation supplémentaire se fait via la vente de capacité JTS<sup>14</sup> et de capacités de couplage<sup>15</sup>.

### 3.5 Impact environnemental

#### 3.5.1 GRTgaz

En 2015, GRTgaz a émis 841 milliers de TEC<sup>16</sup>, pour un total de 591 TWh transportés, ce qui conduit à un ratio de 1,4 TEC émis par GWh transporté. Ce même ratio calculé sur l'année 2014 était de 0,8 TEC émis par GWh transporté.

Cette forte hausse sur l'année 2015 s'explique principalement par les nombreux travaux réalisés par GRTgaz sur 2015. En effet, les travaux réalisés engendrent des pertes de méthane, dont le potentiel de réchauffement global (PRG) est 23 fois supérieur à celui du CO<sub>2</sub>, ce qui se traduit par de fortes dégradations des indicateurs environnementaux.

#### 3.5.2 TIGF

En 2015, TIGF a émis 78 milliers de TEC, pour un total de 106 TWh transportés, ce qui conduit à un ratio de 0,7 TEC émis par GWh transporté. Ce même ratio calculé sur l'année 2014 était de 0,6 TEC émis par GWh transporté.

### 3.6 Equilibrage

L'indicateur de suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites internet publics des GRT a été introduit dans la délibération tarifaire du 1<sup>er</sup> avril 2015 et précisé dans le cadre de la Concertation gaz au cours de l'année 2015. Les données ayant été partiellement publiées pour GRTgaz et non publiées pour TIGF sur l'année 2015, les résultats de cet indicateur pourront seulement être exploités sur l'année 2016.

Deux indicateurs sont suivis depuis le 1<sup>er</sup> avril 2015, un indicateur calculant l'écart entre les prix d'intervention des GRT et les prix de marché, afin de s'assurer que les GRT ne perturbent pas significativement les prix, et un indicateur visant à s'assurer que les GRT retrouvent un stock en conduite constant d'un jour à l'autre.

Ces deux indicateurs sont dépendants de la manière dont les expéditeurs s'équilibrent et leurs résultats ne sont pas entièrement imputables aux GRT.

#### 3.6.1 GRTgaz

GRTgaz mesure le pourcentage de jours où le stock en conduite (SEC) mesuré à 6h est dans les bornes d'équilibre. Entre avril et décembre 2015, sur les deux zones d'équilibrage, 69% des journées ont commencé avec un SEC dans les bornes d'équilibre.

Concernant les interventions sur les marchés au titre de l'équilibrage, les écarts moyens entre les prix d'intervention de GRTgaz et les prix de marché des journées concernées sont de 2,4 % en moyenne sur l'année 2015, toutes zones confondues.

#### 3.6.2 TIGF

L'écart moyen entre le SEC en J+1 et celui en J à 6h est en moyenne 5 GWh entre avril et décembre 2015. Ce niveau de variation est faible en comparaison au SEC optimal de TIGF, qui se situe autour de 350 GWh.

Concernant les interventions sur les marchés au titre de l'équilibrage, les écarts moyens entre les prix d'intervention de TIGF et les prix de marché des journées concernées est de 0,7 % en moyenne sur l'année 2015.

<sup>14</sup> Joint Transport Storage : Dans sa délibération du 23 mai 2013 la CRE a autorisé GRTgaz à commercialiser, à titre expérimental, des capacités Nord vers Sud additionnelles lors de l'été 2013 (JTS « été »). Pour fournir ce service, GRTgaz utilise les capacités d'injection non utilisées un jour donné par les expéditeurs au point d'interface transport stockage (PITS) Sud - Est. Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2014, environ 20 GWh/j de JTS sont proposés à la vente aux enchères sur PRISMA. La capacité proposée à la vente est calculée par GRTgaz en fonction des niveaux de stock des stockages Saline et Serene Littoral.

<sup>15</sup> Créé par la délibération du 19 avril 2011 le couplage de marché consiste à vendre de la capacité et de la molécule aux enchères sur Powernext. Ce mécanisme s'appuie sur un produit de type « spread PEG Sud - PEG Nord » qui correspond à un échange (« swap ») de gaz entre les deux zones (achat de gaz dans une zone et vente du même volume de gaz dans l'autre).

<sup>16</sup> Tonnes équivalent de CO<sub>2</sub>

### 3.7 Bilan des incitations financières

#### 3.7.1 GRTgaz

Du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 31 décembre 2015, les indicateurs de suivi de la qualité de service de GRTgaz incités financièrement ont généré au total 48 k€ de bonus, qui s'ajoutent au montant du CRCP à apurer, et qui se décomposent de la façon suivante :

- 280 k€ de bonus ;
- 232 k€ de pénalités.

Le détail des incitations financières générées par chacun des indicateurs est le suivant :

**Tableau 3 : Montant des incitations financières associé aux indicateurs de qualité de service suivis par GRTgaz**

Incitations financières (€)	2015	2014	2013	2012	2011	2010
1 - Qualité des quantités mesurées aux PITD et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires (3.1.1)	-177 500	-2 500	375 000	200 000	550 000	2400 000
2 - Qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain (3.1.1)	-54 300	-140 000	95 000	200 000	237 481	1180 000
3 - Qualité des quantités intra journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de GRTgaz et transmises en cours de journée (3.1.1)	34 000	221 900	304 000	407 404	Non incité	Non incité
4 - Taux de disponibilité des portails utilisateurs et des plateformes publiques de données des GRT (3.1.1)	15 000	105 000	135 000	390 000	580 000	300 000
5 - Qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée (3.1.1)	230 870	74 530	Non incité	Non incité	Non incité	Non incité
6 - Volume annuel cumulé de capacité journalière ferme supplémentaire commercialisé par GRTgaz à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud (3.4)	Non incité	1256 451	Non incité	Non incité	Non incité	Non incité
<b>Total des incitations financières</b>	<b>48 070</b>	<b>1515 381</b>	<b>909 000</b>	<b>1197 404</b>	<b>1367 481</b>	<b>3880 000</b>

**3.7.2 TIGF**

Du 1<sup>er</sup> janvier 2015 au 31 décembre 2015, les indicateurs de suivi de la qualité de service de TIGF incités financièrement ont généré au total 428 k€ de bonus, qui s'ajouteront au montant du CRCP à apurer, et qui se décomposent de la façon suivante :

- 564 k€ de bonus ;
- 136 k€ de pénalités.

Le détail des incitations financières générées par chacun des indicateurs est le suivant :

**Tableau 4 : Montant des incitations financières associé aux indicateurs de qualité de service suivis par TIGF**

Incitations financières (€)	2015	2014	2013	2012	2011	2010
1 - Qualité des quantités mesurées aux PITS et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires (3.1.2)	57 500	122 500	162 500	300 000	300 000	300 000
2 - Qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain (3.1.2)	224 590	65 000	8 750	20 000	-254 000	188 250
3 - Qualité des quantités intra journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de TIGF et transmises en cours de journée (3.1.2)	282 000	70 000	-184 170	Non incité	Non incité	Non incité
4 - Taux de disponibilité des portails utilisateurs et des plateformes publiques de données des GRT (3.1.2)	-1 000	5 500	60 000	45 000	195 000	190 000
5 - Qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée (3.1.2)	-134 710	-61 410	Non incité	Non incité	Non incité	Non incité
<b>Total des incitations financières</b>	<b>428 380</b>	<b>201 590</b>	<b>47 080</b>	<b>365 000</b>	<b>241 000</b>	<b>678 250</b>

## 4. BILAN FINANCIER DE LA RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE

Tableau 5 : Nombre d'indicateurs et montant total des incitations financières associés aux indicateurs de qualité de service suivis par les opérateurs

Opérateurs	Nombre d'indicateurs en 2015		Montant total des incitations financières (en k€)					
	Suivis	Incités	2015	2014	2013	2012	2011	2010
<b>ELECTRICITE</b>								
Enedis	25	9	+124	+626	+166	+202	+239	+145
EDF SEI	5	2	-2	-3	-	-	-	-
Electricité de Strasbourg	5	2	0	0	-	-	-	-
Gérédis	5	2	0	0	-	-	-	-
SRD	5	2	0	0	-	-	-	-
URM	5	2	0	0	-	-	-	-
<b>GAZ NATUREL</b>								
GRDF	25	17	+689	+1 288	+202	+1 323	+2 246	+1 460
Régaz-Bordeaux	21	9	+73	~0	+7	+13	+21	+12
Réseau GDS	21	9	+17	+37	+17	+28	+44	~0
GEG	16	7	-6	+1	-1	-2	-1	-1
Vialis	16	7	+6	-1	-	-	-	-
Gedia	15	6	+4	+2	-	-	-	-
Caléo	14	6	+4	+2	-	-	-	-
Gaz de Barr	14	6	+4	+2	-	-	-	-
Veolia Eau	15	6	+4	+2	-	-	-	-
Sorégies	17	6	~0	+1	-	-	-	-
ELD au tarif commun	1	1	0	0	0	0	0	0
GRTgaz	19	5	+48	+1 515	+909	+1 197	+1 367	+3 880
TIGF	17	5	+428	+202	+47	+365	+241	+678



**Concernant Enedis, le bonus perçu au titre de l'année 2015 (+ 124 k€) est inférieur à celui perçu au titre de l'année 2014 (+ 626 k€).** Cet écart s'explique principalement par le taux de disponibilité du portail fournisseur qui a subi un incident majeur. En 2014, cet indicateur avait généré un bonus de + 749 k€ contre 281 k€ en 2015.

**Les ELD d'électricité** desservant plus de 100 000 clients n'ont versé aucune pénalité en 2015 aux clients finals. EDF SEI a versé 2k€ à ses clients à la suite de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD ou de propositions de raccordement envoyées hors délais. Ce montant est en baisse par rapport à l'année 2014.

**Concernant GRDF, le bonus perçu au titre de l'année 2015 (+ 689 k€) est inférieur à celui perçu au titre de l'année 2014 (+ 1 288 k€).** Cet écart s'explique principalement par le renforcement, en 2015, des incitations financières relatives à l'indicateur de suivi du compte d'écart distribution (CED) qui comptabilise les écarts entre la consommation relevée au compteur et la consommation estimée sur la même période (4,0 TWh). En 2014, cet indicateur avait généré un bonus de + 1 164 k€ (3,2 TWh) s'expliquant en partie par des températures extérieures particulièrement douces en 2014 qui avaient contribué à une forte baisse chaque mois de l'amplitude du CED.

**Concernant les ELD de gaz naturel, les bonus perçus au titre de l'année 2015 sont globalement supérieurs à ceux perçus au titre de l'année 2014.** Pour Régaz-Bordeaux, cette hausse s'explique principalement par une meilleure qualité des relevés journaliers transmis au GRT pour les allocations journalières aux PITD<sup>17</sup>. Pour Vialis, Gedia, Caléo, Gaz de Barr et Veolia Eau, cette hausse est due au calcul sur une année pleine des incitations financières relatives aux indicateurs nouvellement incités au 1<sup>er</sup> juillet 2014. En revanche, Réseau GDS a perçu un bonus moins important en 2015 en raison d'une moins bonne performance des indicateurs relatifs à la qualité des relevés journaliers transmis au GRT pour les allocations journalières aux PITD. Sorégies a également perçu un bonus légèrement inférieur à celui perçu en 2014 en raison d'une moins bonne disponibilité du site internet dédié aux fournisseurs. Enfin, GEG est la seule ELD qui s'acquitte d'une pénalité en 2015 en raison d'une moins bonne performance sur les délais de réalisation des mises en service.

**Concernant GRTgaz, le bonus perçu au titre de l'année 2015 (+ 48 k€) est très inférieur à celui perçu au titre de l'année 2014 (+ 1 515 k€).** Cette différence s'explique principalement par la fin de l'incitation portant sur le volume annuel cumulé de capacité journalière ferme supplémentaire commercialisé par GRTgaz à la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud. En effet, le bonus perçu par GRTgaz au titre de cet indicateur était de + 1 256 k€ en 2014. Les autres bonus et malus perçus par GRTgaz sur les différents indicateurs suivent les mêmes tendances sur l'année 2015 que sur l'année 2014.

**Concernant TIGF, le bonus perçu au titre de l'année 2015 (+ 428 k€) est supérieur à celui perçu au titre de l'année 2014 (+ 202 k€).** Ceci s'explique par une amélioration des performances de TIGF sur trois indicateurs relatifs à la mise à disposition des données.

<sup>17</sup> Point d'interface transport distribution.

## LISTE DES RAPPORTS 2015 DES OPÉRATEURS

Les rapports sont consultables sur le site Internet de la CRE et téléchargeables en cliquant sur les liens indiqués.

	<a href="#">RAPPORT DE CALEO</a>		<a href="#">RAPPORT DE GRTGAZ</a>
	<a href="#">RAPPORT D'EDF SEI</a>		<a href="#">RAPPORT DE REGAZ BORDEAUX</a>
	<a href="#">RAPPORT D'ENEDIS</a>		<a href="#">RAPPORT DE RESEAU GDS</a>
	<a href="#">RAPPORT D'ELECTRICITE DE STRASBOURG</a>		<a href="#">RAPPORT DE SOREGIES</a>
	<a href="#">RAPPORT DE GAZ DE BARR</a>		<a href="#">RAPPORT DE SRD</a>
	<a href="#">RAPPORT DE GEDIA</a>		<a href="#">RAPPORT DE TIGF</a>
	<a href="#">RAPPORT DE GAZ ELECTRICITE DE GRENOBLE</a>		<a href="#">RAPPORT D'URM</a>
	<a href="#">RAPPORT DE GEREDIS</a>		<a href="#">RAPPORT DE VEOLIA EAU HUNINGUE</a>
	<a href="#">RAPPORT DE GRDF</a>		<a href="#">RAPPORT DE VIALIS</a>





15, Rue Pasquier - 75379 Cedex 08 Paris - France Tél. :  
+33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : +33 (0)1 44 50 41 11  
[www.cre.fr](http://www.cre.fr)