



## Réseaux

# Rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux gaziers et d'ERDF

**Rapport 2009-2010**

# Rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux gaziers et d'ERDF

Novembre 2010

## Sommaire

- p. 1**    **Synthèse du rapport**
  
- p. 6**    **CHAPITRE 1** - Mise en place d'une régulation incitative de la qualité de service des GRD et des GRT
  
- p. 18**   **CHAPITRE 2** - Analyse de la qualité de service des GRD et GRT de gaz
  
- P. 68**   **CHAPITRE 3** - Analyse de la qualité de service d'ERDF
  
- p. 106**   **CHAPITRE 4** - Comparaison des performances entre les gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité
  
- p. 116**   **CHAPITRE 5** - Bilan des incitations financières des opérateurs
  
- p. 122**   **CHAPITRE 6** - Annexes

# Synthèse du rapport

Les derniers tarifs de transport dits « tarifs ATRT4 » et de distribution de gaz naturel dits « tarifs ATRD3 », ainsi que les 3<sup>e</sup> tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, dits « TURPE 3 », ont introduit un cadre de régulation qui incite les gestionnaires des réseaux gaziers de transport et de distribution, ainsi que le distributeur d'électricité Électricité Réseau Distribution France (ERDF)<sup>(1)</sup>, à maîtriser leurs coûts et à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux.

Pour les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) gaziers et électriques, la régulation incitative de la qualité de service mise en place par ces tarifs d'utilisation des réseaux est complémentaire des dispositifs de contrôle déjà existants. Le contrôle mené par les autorités concédantes s'exerce dans le cadre des contrats de concession, dont les dispositions prévoient notamment la remise, par le concessionnaire, de comptes-rendus d'activité et la publication, par les autorités concédantes, de rapports de contrôle de l'activité du concessionnaire. L'action des autorités concédantes se situe à l'échelle locale, alors que la régulation incitative est de portée nationale. Les compétences des autorités concédantes et celles de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) contribuent ensemble à l'évaluation et à la stimulation de la qualité du service public de distribution.

Au fur et à mesure des exercices de suivi de la qualité de service, l'analyse gagnera en finesse grâce à un historique de données plus large.

En 2009, la CRE a publié le premier rapport annuel de suivi de la qualité de service des opérateurs gaziers GrDF, GRTgaz et TIGF. La nouveauté de ce second rapport est qu'il intègre les entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel et le distributeur d'électricité ERDF. Le suivi de la qualité de service de GrDF et des ELD porte sur un an : du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2010 ; et celui de GRTgaz et de TIGF sur 18 mois : du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 30 juin 2010. Le suivi de

la qualité de service d'ERDF porte sur la période du 1<sup>er</sup> août 2009, date d'entrée en vigueur du TURPE 3, jusqu'au 30 juin 2010 (11 mois).

Le premier constat de ce rapport est que les opérateurs ayant déjà mis en œuvre le mécanisme de suivi de la qualité de service suivent la totalité des indicateurs mis en place par les tarifs et que les autres opérateurs ont fait le nécessaire en termes d'outils et de ressources pour mettre en place les dispositifs prévus par les règles tarifaires. La quasi-totalité des indicateurs fait désormais l'objet d'un suivi et d'une publication régulière par les opérateurs de réseaux gaziers. En revanche, ERDF accuse un certain retard pour la publication sur son site internet de certains indicateurs de suivi de la qualité de service.

L'interlocuteur privilégié des consommateurs finals étant le fournisseur, ce rapport ne préjuge pas des relations entre les fournisseurs et les consommateurs finals.

**Globalement, la qualité de service des gestionnaires de réseaux gaziers et d'ERDF s'améliore progressivement sur la période de suivi ou se stabilise à un bon niveau pour les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché. Certains objectifs fixés par les tarifs sont atteints, voire dépassés, ce qui engendre des bonus financiers pour les opérateurs concernés.**

Ce second rapport de suivi de la qualité de service des gestionnaires de réseaux gaziers et d'ERDF permettra à la CRE, en concertation avec l'ensemble des acteurs de marché, d'affiner les mécanismes incitatifs déjà en place. En effet,

(1) Nota bene : il n'a pas été jugé utile de mettre en place un mécanisme de suivi de la qualité de service du gestionnaire de réseau de transport d'électricité (RTE) dans le cadre du TURPE 3 dans la mesure où, d'une part, celle-ci faisait déjà l'objet d'un suivi dans le cadre de comptes-rendus annuels transmis par RTE à la CRE et, d'autre part, la CRE approuve les modèles de contrat d'accès et les procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport (ce qui n'est pas le cas en distribution).

l'expérience acquise au cours de précédents exercices permet de mieux cibler les processus suivis et de mieux caler les objectifs fixés.

## **Analyse comparée des performances des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz**

Les métiers des gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité présentent des similitudes, ce qui s'est traduit par la construction d'indicateurs de suivi de la qualité de service proches en termes de définitions et de périmètres de calcul.

Cette première analyse comparative des performances des opérateurs, menée en prenant en compte les spécificités propres à chaque énergie et infrastructure, permet de constater que sur des processus équivalents (délais de réalisation des prestations, assiduité aux rendez-vous, traitement des réclamations de consommateurs finals, disponibilité des centres d'appel et des portails informatiques), les performances des opérateurs sont relativement proches et stables à de bons niveaux.

Les prochaines évolutions tarifaires pourront conduire, en cohérence avec les spécificités propres à chaque énergie, à une plus grande harmonisation des indicateurs de suivi de la qualité de service du gaz et de l'électricité et ainsi permettre une analyse comparée plus approfondie dans les prochains rapports de la CRE.

## **Bilan de la qualité de service de GrDF**

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009, GrDF suit la totalité des indicateurs de suivi de la qualité de service prévus par le tarif ATRD<sub>3</sub>, à l'exception d'un indicateur concernant le raccordement.

Dans l'ensemble, la qualité de service de GrDF poursuit son amélioration déjà observée l'année dernière, même si des progrès restent à faire dans certains domaines pour atteindre les objectifs fixés. Cette amélioration est particulièrement sensible dans les domaines importants pour le bon fonc-

tionnement du marché, pour lesquels les indicateurs sont soumis à une incitation financière. Ainsi :

- le fonctionnement d'OMEGA<sup>(2)</sup>, le portail fournisseurs de GrDF, qui joue un rôle clé pour le bon fonctionnement du marché, continue à s'améliorer sur la période de suivi. Les taux de publication par le portail fournisseurs OMEGA des relèves de consommation s'améliorent de façon importante pour atteindre un niveau moyen de 99,7 % en juin 2010, pour tous les types de relèves. La disponibilité de ce portail poursuit la courbe d'amélioration déjà amorcée l'année dernière et atteint très régulièrement les 100 % de disponibilité par semaine. Enfin, les taux d'écart de périmètre contractuel de fournisseurs alternatifs et de traitement des rejets constatés dans le mois sur le mois suivant s'améliorent très fortement et atteignent d'excellents niveaux grâce aux actions menées par GrDF pour limiter les rejets et améliorer leur traitement : les objectifs cibles définis par le tarif sont dépassés ;
- le traitement par GrDF des réclamations de fournisseurs dans les 30 jours calendaires est stable sur l'année de suivi et par rapport à la période précédente, malgré une augmentation de près de 20 % des réclamations de fournisseurs ;
- la qualité des données transmises par GrDF aux GRT pour calculer les allocations des quantités de gaz aux points d'interface transport/distribution (PITD) se maintient à un bon niveau ;
- le délai de traitement par GrDF des réclamations des consommateurs finals conserve les bons niveaux atteints l'année précédente mais se dégrade au 2<sup>e</sup> trimestre 2010, notamment en juin 2010, suite à un pic de réclamations (hausse de 24 % par rapport au mois précédent). En revanche, l'accessibilité des centres d'appel s'améliore notablement, notamment pour le numéro « sécurité dépannage », en raison des actions de formation mises en place par GrDF pour l'utilisation de son outil téléphonique ;

(2) 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.

- les délais de réalisation des principales prestations de GrDF (mises en service, mises hors service et raccordements) sont en légère amélioration, sauf pour les mises hors service, en raison de la hausse de 16 % des mises hors service du fait de la crise économique ;
- l'impact environnemental de GrDF a été mesuré pour la première fois : le GRD a émis 762,8 ktonnes équivalent CO<sub>2</sub> de gaz à effet de serre dans l'atmosphère du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 décembre 2009.

Du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2010, les indicateurs de suivi de la qualité de service de GrDF incités financièrement ont généré au total 1,1 M€ de bonus pour GrDF, qui viendront augmenter son tarif<sup>(3)</sup> et qui se décomposent de la façon suivante :

- 1,28 M€ de bonus ;
- 0,18 M€ de pénalité.

Par ailleurs, environ 3 000 € de pénalité dues à des rendez-vous non tenus du fait du GRD ont été versées directement aux fournisseurs qui en ont fait la demande.

Une mise à jour des indicateurs de GrDF a eu lieu au 1<sup>er</sup> juillet 2010 après consultation des acteurs du marché, notamment dans le cadre du groupe de travail Gaz (GTG).

Enfin, ce second bilan de la qualité de service de GrDF conduit la CRE à envisager la mise en place de nouvelles évolutions du mécanisme de suivi de la qualité, à savoir :

- le suivi des comptes d'écart distribution par GrDF ;
- le suivi des consommations annuelles de référence (CAR) ;
- la mise en place d'une détection des rendez-vous manqués du fait de GrDF sur signalement des consommateurs finals, ou d'une détection par GrDF lui-même, sans nécessiter de signalement par les fournisseurs ;
- la réévaluation du montant de certaines incitations financières et du niveau de certains objectifs.

## Bilan de la qualité de service des ELD de gaz naturel

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009, les ELD de gaz naturel ont mis en place la quasi-totalité des indicateurs de suivi de la qualité de service prévus par les tarifs ATRD3, à l'exception d'un indicateur pour Veolia et de trois indicateurs pour Réseau GDS dont le retard de déploiement de son système d'information a également entraîné le suivi incomplet de huit autres indicateurs. Gaz de Barr a mutualisé son système d'information (SI) avec Réseau GDS, ce qui conduit aux mêmes difficultés concernant le suivi des indicateurs relatifs à la qualité de service. Un indicateur suivi par Vialis est également incomplet pour des raisons informatiques.

Dans l'ensemble, la qualité de service des ELD est en amélioration sur la période de suivi et atteint un bon niveau. Cette amélioration est particulièrement sensible dans les domaines conditionnant le bon fonctionnement du marché, dont les indicateurs sont soumis à une incitation financière. Ainsi :

- le fonctionnement des SI de Régaz et de GEG est très bon. La disponibilité de leur portail fournisseurs atteint un niveau très bon pour GEG et excellent pour Régaz ;
- le traitement par les ELD des réclamations de fournisseurs dans les 30 jours calendaires est constant sur l'année de suivi pour les ELD, à l'exception de Régaz dont les résultats sont contrastés, mais ce dernier a pris les mesures nécessaires pour y remédier ;
- la qualité des données transmises par Régaz et Réseau GDS aux GRT pour calculer les allocations des quantités de gaz aux PILD s'améliore légèrement et atteint d'excellents résultats : les objectifs définis par les tarifs sont dépassés à de nombreuses reprises ;
- les délais de traitement par les ELD des réclamations des consommateurs finals s'améliorent légèrement. L'accessibilité des centres d'appel s'améliore plus fortement, notamment pour le numéro « sécurité dépannage » de Régaz et le numéro « accueil » de Gédia ;
- les délais de réalisation des principales prestations par les ELD (mises en service et mises hors service) sont en légère amélioration.

(3) Les incitations financières ont un effet direct sur le revenu autorisé de l'opérateur et donc sur son tarif qui couvre le revenu autorisé.

Du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2010, les incitations financières appliquées aux ELD sont quasi nulles du fait des bons résultats atteints par les ELD, de la mise en œuvre de certaines incitations financières qu'à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2010 et de la faible volumétrie des événements enregistrés.

Comme pour GrDF, une mise à jour des indicateurs des ELD a eu lieu au 1<sup>er</sup> juillet 2010 après consultation des acteurs du marché, notamment dans le cadre du GTG.

À ce stade, la poursuite de l'harmonisation des périmètres de suivi des ELD disposant d'un tarif spécifique (nombre d'indicateurs, fréquence...) entre elles et avec GrDF apparaît comme la principale évolution future du mécanisme.

### **Bilan de la qualité de service de GRTgaz et de TIGF**

Au 30 juin 2010, GRTgaz et TIGF ont mis en place la totalité des indicateurs de suivi de la qualité de service prévus par les tarifs ATRT4. Les tendances constatées en 2010 sont positives :

- la qualité de la relation entre les GRT et les expéditeurs progresse. La qualité des relèves aux points de consommation sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF s'améliore au 1<sup>er</sup> semestre 2010 par rapport à l'année 2009. Les taux de disponibilité des portails des deux GRT demeurent très satisfaisants. Enfin, les GRT atteignent presque systématiquement les objectifs tarifaires concernant le délai de traitement des demandes des expéditeurs de réservation de capacité sur le réseau principal ;
- la qualité des données transmises par les GRT aux GRD pour calculer les allocations des quantités de gaz aux PITD s'est nettement améliorée : en 2009, les objectifs fixés par les tarifs n'avaient pas été atteints à plusieurs reprises (notamment pour TIGF), alors qu'au 1<sup>er</sup> semestre 2010, les deux GRT dépassent systématiquement l'objectif de base et souvenent l'objectif cible. En revanche, les délais de transmission aux GRD des mesures provisoires

de quantités livrées aux PITD se sont dégradés chez TIGF au cours du 1<sup>er</sup> semestre 2010 ;

- les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère par les GRT ne suivent pas la même tendance pour les deux GRT. Les émissions de GRTgaz au 1<sup>er</sup> semestre 2010 diminuent très légèrement par rapport à l'année 2009. En revanche, les émissions de TIGF ont augmenté de manière importante au 1<sup>er</sup> semestre 2010 à la suite de travaux de rénovation et d'opérations de test sur son réseau.

Du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 30 décembre 2009, les indicateurs de suivi de la qualité de service des GRT ont engendré globalement 840 k€ de bonus pour GRTgaz et 506 k€ de pénalité pour TIGF, qui seront pris en compte dans leur tarif respectif <sup>(4)</sup>.

Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, les indicateurs de suivi de la qualité de service ont engendré 1,8 M€ de bonus pour GRTgaz au titre des bons résultats enregistrés. TIGF obtient, quant à lui, 404 k€ de bonus.

Ce second bilan de la qualité de service de GRTgaz et de TIGF permet de constater une nette amélioration des performances des GRT et conduit la CRE à proposer une remise à niveau des objectifs fixés par les tarifs à partir du 1<sup>er</sup> avril 2011.

Enfin, la CRE a lancé un audit sur le suivi de la qualité de service par GrDF, GRTgaz et TIGF. Les résultats de cet audit pourront être pris en compte lors de la prochaine mise à jour du mécanisme.

### **Bilan de la qualité de service d'ERDF**

La continuité d'alimentation électrique étant traitée dans un rapport ad hoc, elle ne fait pas partie du périmètre du rapport 2009-2010 sur la qualité de service.

La mise en place de l'ensemble des indicateurs de suivi de la qualité de service est achevée

<sup>(4)</sup> Les incitations financières ont un effet direct sur le revenu autorisé de l'opérateur et donc sur son tarif qui couvre le revenu autorisé.

depuis la fin du mois de septembre 2010. ERDF a résolu les problèmes informatiques qui ont décalé la mise en place de certains indicateurs relatifs au raccordement et qui l'ont empêché de fournir un historique complet de données pour les clients du marché d'affaires.

Relativement à l'exposé des motifs du TURPE 3, ERDF accuse un certain retard concernant la publication sur son site internet des indicateurs de qualité de service. En effet, l'exposé des motifs TURPE 3 prévoit que les modalités de publication devaient être communiquées par ERDF à la CRE au plus tard trois mois après l'entrée en vigueur des tarifs. ERDF mène actuellement des travaux sur ce thème.

Globalement, ERDF réalise une bonne performance sur l'ensemble de la période de suivi. Néanmoins, des améliorations sont encore possibles dans plusieurs domaines.

Vis-à-vis des consommateurs finals, les résultats des indicateurs relatifs au délai de réalisation des prestations les plus fréquemment demandées (mises en service et résiliations) et qui concourent au bon fonctionnement du marché (changements de fournisseur) sont bons, au regard des engagements d'ERDF dans son catalogue des prestations. Néanmoins, des améliorations sont possibles.

Vis-à-vis des utilisateurs de réseaux (consommateurs finals et producteurs), les indicateurs relatifs au nombre et au traitement par ERDF des réclamations des utilisateurs de réseau montrent que la relation d'ERDF avec les utilisateurs de réseau est bonne et stable.

Par ailleurs, ERDF a su gérer la hausse forte et brutale des demandes de raccordement des utilisateurs de réseau à l'origine de phénomènes d'engorgement au niveau de l'accueil « raccordement électricité », de l'envoi des propositions de raccordement, des travaux de raccordement et des mises en exploitation. La rationalisation du processus de traitement des demandes a permis à ERDF de limiter la dégradation des indica-

teurs relatifs aux raccordements. Si le nombre de demandes de raccordement se stabilise, des améliorations sont toutefois souhaitables, notamment en matière de délai d'envoi des propositions techniques et financières.

Vis-à-vis des fournisseurs, les résultats des indicateurs relatifs à la relève et à la facturation, ainsi que le suivi de la disponibilité des interfaces d'ERDF dédiées aux fournisseurs permettent de conclure que la qualité des prestations offertes par ERDF aux fournisseurs est bonne, voire très bonne, et stable.

Enfin, les indicateurs soumis à incitation financière dépassent presque systématiquement leur cible :

- le calcul des bonus et des malus versés au compte de régulation des charges et des produits (CRCP) se faisant sur une année civile, l'incitation allant du 1<sup>er</sup> août 2009 au 31 décembre 2001 est calculée au prorata (5/12<sup>e</sup> de l'incitation annuelle). Au titre de la qualité de service, 125 k€ seront à imputer au solde du CRCP à la fin de la période tarifaire au bénéfice d'ERDF. Ce montant correspond au niveau de bonus maximal qui pourrait être versé au CRCP au titre de la régulation incitative de la qualité de service <sup>(5)</sup> ;
- concernant les indemnités versées directement aux utilisateurs, sur la période allant du 1<sup>er</sup> août 2009 au 31 juin 2010, ERDF a versé 5,5 k€ d'indemnités sur la période T3 2009 - T2 2010 au titre des rendez-vous planifiés non respectés.

Conformément à l'exposé des motifs de TURPE 3, des ajustements de la liste et de la définition des indicateurs de suivi de la qualité de service non soumis à incitation financière pourront être proposés par la CRE, sur la base des conclusions de ce rapport. À ce titre, il est notamment envisagé par la CRE de créer un indicateur de suivi du montant d'indemnités versé au motif de proposition de raccordement envoyée hors délai.

(5) Dans l'exposé des motifs des tarifs TURPE 3, le montant annuel maximal de bonus qui peut être versé au CRCP au titre de la régulation incitative de la qualité de service est plafonné à 300 000 €. Calculé au prorata, ce montant s'élève à 125 000 € sur la période allant du 1<sup>er</sup> août 2009 au 30 juin 2010.

# 1



# Mise en place d'une régulation incitative de la qualité de service des GRD et des GRT

<b>1.</b> Le transport et la distribution de gaz naturel en France.....	8
<b>2.</b> Le secteur électrique en France.....	10
<b>3.</b> La régulation incitative de la qualité de service des GRD et des GRT.....	12
<b>4.</b> Un mécanisme évolutif en gaz et en électricité.....	16
<b>5.</b> Le suivi de la qualité de service.....	16

## 1. LE TRANSPORT ET LA DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL EN FRANCE

Le gaz naturel est acheminé en France à travers deux grands types de réseaux :

- **les réseaux de transport**, qui se décomposent en un réseau principal et un réseau régional :
  - le réseau de transport principal est un ensemble de canalisations qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniers,
  - le réseau de transport régional, en aval du réseau de transport principal, assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les consommateurs industriels ayant une consommation importante <sup>(6)</sup> et directement raccordés au réseau de transport (de l'ordre de 1 000 consommateurs) ;
- **les réseaux de distribution**, qui assurent l'acheminement du gaz en aval des réseaux de transport vers les consommateurs finals (de l'ordre de 11,5 millions de consommateurs) et éventuellement vers d'autres réseaux de distribution.

Les GRT et les GRD sont responsables du développement et de l'exploitation, respectivement des réseaux de transport et de distribution.

Deux GRT de gaz naturel sont présents sur le territoire français :

- GRTgaz, filiale du groupe GDF SUEZ, opère un réseau de canalisations d'environ 32 000 km, divisé en deux zones d'équilibrage Nord et Sud. 861 consommateurs industriels sont raccordés au réseau de GRTgaz et il existe 1 101 points d'interface transport/distribution (PITD) avec les réseaux de distribution en aval ;
- TIGF, filiale du groupe Total, opère un réseau d'environ 5 000 km dans le sud-ouest de la France, constituant une zone d'équilibrage

unique. 132 consommateurs industriels sont raccordés au réseau de TIGF et il existe 150 PITD avec les réseaux de distribution en aval.

25 GRD de gaz naturel de tailles très inégales alimentent environ 11,5 millions de consommateurs en France :

- GrDF (Gaz Réseau Distribution France, filiale du groupe GDF SUEZ) assure la distribution de plus de 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France ;
- 24 autres GRD de plus petites tailles <sup>(7)</sup>, parmi lesquels Régaz et Réseau GDS qui assurent chacun la distribution d'environ 1,5 % du marché. Les 22 autres GRD se partageant moins de 1 % du marché.

**Un expéditeur de gaz naturel** est une société qui achemine du gaz sur un réseau de transport. Cette société a signé avec le GRT un contrat d'acheminement. Un expéditeur peut être, par exemple, un fournisseur acheminant du gaz pour le livrer à des consommateurs finals, un trader qui achemine du gaz pour bénéficier des différences de prix d'une place de marché à l'autre ou encore un consommateur industriel qui a choisi d'assurer lui-même une partie de sa fourniture en gaz.

65 expéditeurs sont actifs sur le réseau de transport de GRTgaz et 21 sur celui de TIGF au 1<sup>er</sup> juillet 2010.

(6) 90 % de ces clients raccordés au réseau de transport consomment plus de 4 GWh/an.

(7) Parmi ces 24 GRD, 22 sont des ELD qui disposent de tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz. Les deux autres GRD disposent de tarifs non péréqués et ne sont pas soumis au mécanisme de suivi de la qualité de service.

Figure 1 - Le réseau de transport de gaz



Source : GRTgaz, TIGF (2009)

**Un fournisseur de gaz naturel** <sup>(8)</sup> est une société à laquelle le consommateur final (particulier ou professionnel) achète son gaz naturel. C'est avec lui que le consommateur conclut son contrat de fourniture d'énergie et c'est le fournisseur qui

envoie la facture correspondant à la consommation. Le fournisseur a un contrat avec le GRD (le contrat d'acheminement distribution) qui est chargé de l'acheminement du gaz pour le compte du fournisseur.

(8) Liste des fournisseurs de gaz naturel autorisés sur <http://www.developpement-durable.gouv.fr>.

Au 1<sup>er</sup> juin 2010, 23 fournisseurs sont présents sur le réseau de GrDF et 11 sur les réseaux des ELD.

## 2. LE SECTEUR ÉLECTRIQUE EN FRANCE

Le secteur électrique se décompose en quatre segments d'activité distincts : la production, le transport, la distribution et la fourniture d'électricité.

### La production d'électricité

Un producteur d'électricité est une personne physique ou morale qui produit de l'électricité.

En France, l'électricité est produite à partir de différentes sources d'énergie primaire non renouvelables : l'énergie nucléaire, le charbon, le gaz naturel et le pétrole. Elle est également produite à partir de sources d'énergie renouvelable telles que l'énergie hydraulique, l'énergie solaire, l'énergie éolienne et l'énergie de la biomasse.

### Le transport et la distribution d'électricité

Les lignes électriques aériennes et souterraines des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité permettent d'acheminer l'électricité depuis les lieux de production jusqu'aux lieux de consommation.

#### Le transport d'électricité

Le réseau de transport se décompose en un réseau de grand transport et d'interconnexion d'une part, et un réseau de répartition d'autre part. Le réseau de transport est exploité par Réseau de Transport d'Électricité (RTE), filiale d'Électricité de France (EDF) à 100 %.

Les lignes 400 kV du réseau dit « de grand transport et d'interconnexion » permettent de transporter d'importantes quantités d'électricité sur de

longues distances. Ces lignes forment ce que l'on pourrait appeler « les autoroutes de l'électricité ».

Le transport à l'échelle régionale et locale est assuré par le réseau dit « de répartition », défini par les niveaux de tension 225 kV, 90 kV et 63 kV. Ces lignes permettent d'acheminer l'électricité jusqu'aux consommateurs industriels et jusqu'au réseau de distribution.

#### La distribution d'électricité

L'interface entre le réseau de transport et le réseau de distribution est assurée par 2 205 postes sources. Ces derniers abaissent le niveau de tension de l'énergie acheminée jusque-là.

Le réseau de distribution est composé d'un réseau moyenne tension, dite HTA, et d'un réseau basse tension, dite BT. ERDF, filiale d'EDF à 100 %, est en charge de la gestion d'environ 95 % des réseaux de distribution du territoire métropolitain continental. Les autres 5 % de ces réseaux de distribution sont exploités par environ 160 ELD. S'agissant des réseaux électriques situés en Corse, dans les départements d'outre-mer ainsi que dans les collectivités d'outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon, ceux-ci sont gérés par une direction d'EDF, EDF SEI (Systèmes Énergétiques Insulaires).

Le réseau de distribution HTA permet d'acheminer de l'électricité en 15 kV ou 20 kV jusqu'aux petites industries et jusqu'aux postes de transformation HTA/BT.

Les 738 000 postes de transformation HTA/BT permettent ensuite de transformer l'électricité moyenne tension en électricité basse tension (400 V et 230 V). Le réseau de distribution BT

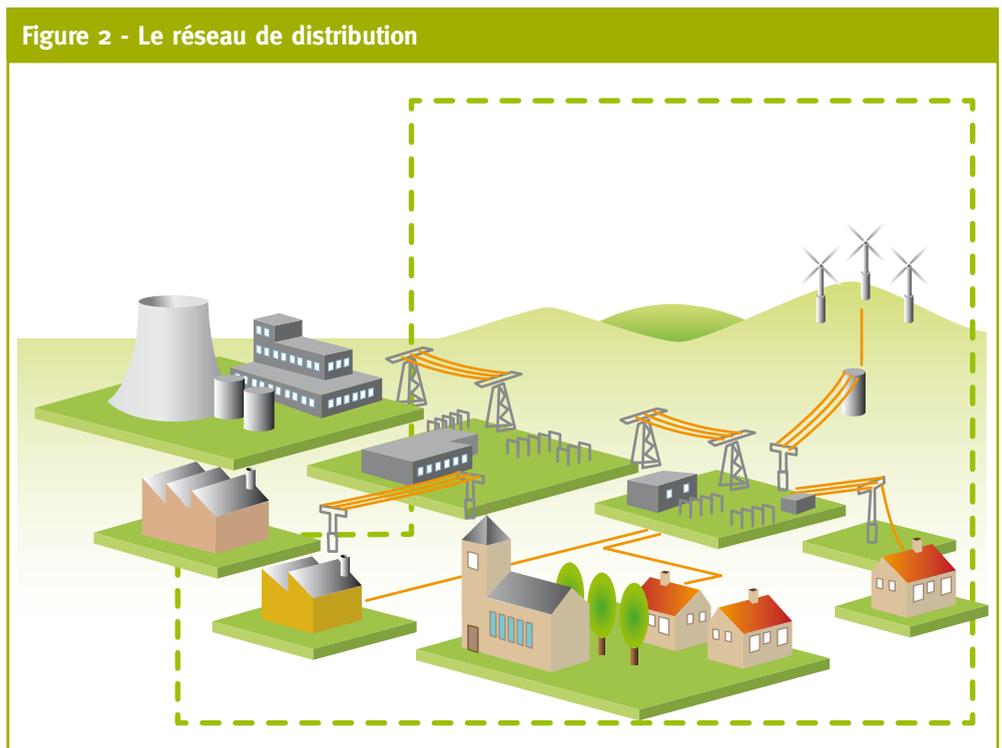
alimente les particuliers, les petits commerçants, les artisans...

Au total, les quelques 1285 090 km de lignes gérés par ERDF permettent de desservir 33 millions de clients partout en France.

ERDF n'est cependant pas propriétaire du réseau de distribution. Ce réseau appartient aux communes qui peuvent transférer leur compétence d'autorité concédante à des syndicats inter-

communaux (regroupements de communes). Ces autorités concédantes confient la gestion de réseau de distribution à ERDF dans sa zone de desserte exclusive (95 % du territoire métropolitain continental) par le biais d'un contrat de concession.

Le gestionnaire du réseau de transport (RTE) et les gestionnaires de réseau de distribution (ERDF, les ELD et EDF SEI), sont en situation de monopole régulé par la CRE.



Source: ERDF

## La fourniture d'électricité

Un fournisseur d'électricité vend à ses clients l'énergie qu'il a produite ou achetée. Cette énergie est acheminée jusqu'à ses clients via les réseaux de transport et de distribution.

Généralement, le fournisseur se charge, pour le compte de ses clients alimentés en BT, de contractualiser l'acheminement de l'énergie auprès du gestionnaire de réseau de distribution.

Dans ce cadre, les clients contractualisent la fourniture d'énergie et l'utilisation du réseau au sein d'un seul et même contrat avec leur fournis-

seur (ce type de contrat est appelé un « contrat unique »). Le fournisseur assure le lien entre ses clients et le gestionnaire du réseau de distribution. Ce dernier reste notamment responsable, envers les clients du fournisseur, de la qualité de l'alimentation et du relevé des consommations.

Depuis 2000, l'activité de fourniture s'est progressivement ouverte à la concurrence pour atteindre l'ouverture complète depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007. Au 2<sup>e</sup> trimestre 2010, on comptait 7 fournisseurs alternatifs et 3 fournisseurs historiques pour les clients résidentiels, et 19 fournisseurs alternatifs et 3 fournisseurs historiques pour les clients non résidentiels.

## 3. LA RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GRD ET DES GRT

Dans le cadre de ses missions, la CRE élabore les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution de gaz naturel et d'électricité. Elle les propose aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie pour approbation. Ainsi :

- les tarifs ATRT<sub>4</sub> des GRT de gaz sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009 pour une durée de 4 ans, en application de l'arrêté du 6 octobre 2008, approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 10 juillet 2008. Ils ont été mis à jour le 1<sup>er</sup> avril 2010, en application de l'arrêté du 10 mars 2010, approuvant la proposition tarifaire du 3 décembre 2009 ;
- les tarifs ATRD<sub>3</sub> des GRD de gaz sont entrés en vigueur :
  - pour GrDF : le 1<sup>er</sup> juillet 2008, en application de l'arrêté du 2 juin 2008, approuvant la pro-

position tarifaire de la CRE du 28 février 2008, pour une durée de 4 ans,

- pour les 22 ELD disposant d'un tarif péréqué : le 1<sup>er</sup> juillet 2009, en application de l'arrêté du 24 juin 2009, approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 2 avril 2009, pour une durée de 4 ans. Ce tarif a également permis d'effectuer une première mise à jour du mécanisme de suivi de la qualité de service de GrDF :
- les 8 ELD <sup>(9)</sup> ayant présenté des comptes dissociés disposent d'un tarif spécifique d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel,

(9) Régaz (Bordeaux), Réseau GDS (Strasbourg), Gaz Électricité de Grenoble (GEG), Vialis (Colmar), Gédia (Dreux), Caléo (Guebwiller), Gaz de Barr, Veolia Eau (Huningue, St Louis, Hégenheim et Village-Neuf).

- les 14 autres ELD <sup>(10)</sup>, qui ne disposent pas de comptes dissociés, disposent d'un tarif commun.

Ils ont été mis à jour le 1<sup>er</sup> juillet 2010, en application de l'arrêté du 29 juin 2010, approuvant la proposition tarifaire de la CRE du 29 avril 2010, avec une mise à jour du mécanisme de suivi de la qualité de service de GrDF et des ELD.

- les tarifs TURPE 3 sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2009 et sont conçus pour s'appliquer pendant 4 ans. Ces tarifs introduisent un cadre de régulation qui incite le gestionnaire de réseau de distribution ERDF à améliorer la qualité de service fournie aux utilisateurs de réseau et aux fournisseurs.

Ces tarifs de gaz et d'électricité instaurent un cadre de régulation incitant les opérateurs à améliorer leur efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts que de la qualité du service offert aux utilisateurs. Le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service mis en place pour chaque opérateur permet de :

- prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés aux opérateurs ;
- veiller aux intérêts des utilisateurs des réseaux et les informer sur l'évolution de la qualité de service des gestionnaires de réseaux ;
- maintenir la qualité de service au centre des préoccupations des opérateurs et des acteurs du marché.

Ce mécanisme de régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux est adapté à la situation propre de chaque opérateur et prend en compte les attentes des utilisateurs des réseaux.

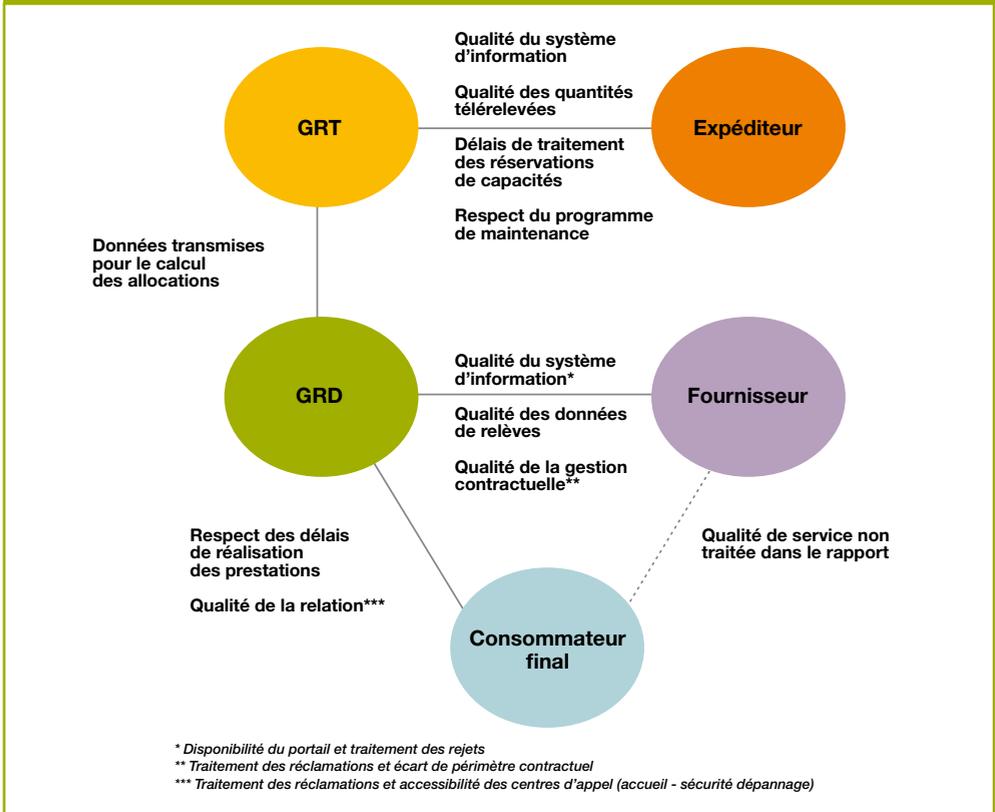
Pour le secteur gazier, le mécanisme de régulation porte sur les domaines clés de l'activité des opérateurs :

- la qualité de service vis-à-vis des consommateurs finals raccordés aux réseaux de distribution : les prestations réalisées par les opérateurs et la relation entre les GRD et les consommateurs finals ;
- la qualité de service vis-à-vis des expéditeurs et des fournisseurs de gaz : la relation entre les GRD et les fournisseurs, la relation entre les GRT et les expéditeurs et le respect par les GRT de leurs programmes de maintenance ;
- la qualité des échanges entre les opérateurs de réseaux dans le cadre du calcul des allocations des quantités de gaz à l'interface transport/distribution : les données transmises par les GRD aux GRT et les données transmises par les GRT aux GRD ;
- l'impact environnemental de l'activité des opérateurs : les émissions par les opérateurs de gaz à effet de serre dans l'atmosphère.

Le domaine de la sécurité physique des réseaux de gaz n'est pas intégré dans le dispositif de régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux, dans la mesure où il fait l'objet d'obligations réglementaires pour les opérateurs et d'un contrôle assuré par les pouvoirs publics et les autorités concédantes.

(10) Sorégies (département de la Vienne), Énergies Services Lanmezan, Energis - Régie de Saint-Avold, Gazélec de Péronne, Énergies et Services de Seyssel, ESDB - Régie de Villard Bonnot, Régie Municipale Gaz et Électricité de Bonneville, Régie Municipale Gaz et Électricité de Sallanches, Régie du Syndicat Électrique Intercommunal du Pays Chartrain, Énergies Services Lavaur, Énergies Services Occitans - Régie de Carmaux, Régie Municipale Multiservices de La Réole, Gascogne Énergies Services, Régies Municipales d'Électricité, de Gaz, d'Eau et d'Assainissement de Bazas.

Figure 3 - Schéma de l'organisation entre les différents acteurs gaziers des thèmes analysés



Remarque : l'impact environnemental de l'activité des opérateurs n'est pas représenté sur ce schéma.

Pour le secteur électrique, le mécanisme de régulation porte sur les domaines clés de l'activité de l'opérateur :

- la qualité de service vis-à-vis des utilisateurs du réseau de distribution (consommateurs finals et producteurs) ;
- la qualité de service vis-à-vis des fournisseurs d'électricité.

**Pour rappel, la continuité d'alimentation électrique étant traitée dans un rapport ad hoc, elle ne fait pas partie du périmètre du rapport 2009-2010 sur la qualité de service des opérateurs.**

Le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service est constitué de trois types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE et d'une publication des résultats ;
- en gaz uniquement, des indicateurs pour lesquels un objectif est défini, faisant l'objet d'un suivi par la CRE et d'une publication des résultats ;
- des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis, d'un suivi par la CRE et d'une publication des résultats. Ces incitations financières donnent lieu à des pénalités ou des bonus <sup>(11)</sup> versés aux consommateurs ou aux opérateurs via respectivement une baisse ou une hausse du tarif de l'opérateur <sup>(12)</sup> (hormis les pénalités relatives

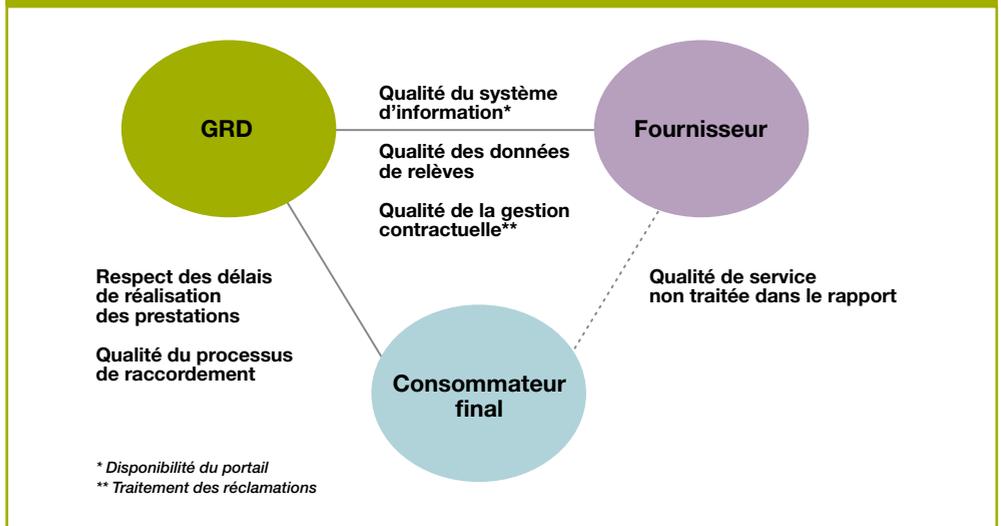
aux rendez-vous non tenus versées directement par les GRD aux acteurs concernés).

La liste des indicateurs est fournie en annexe (p. 123).

(11) Une pénalité est versée par l'opérateur lorsque l'objectif de base d'un indicateur n'a pas été atteint. En revanche, lorsque les résultats d'un indicateur atteignent, voire dépassent, l'objectif cible fixé, l'opérateur reçoit un bonus.

(12) Plus précisément, les pénalités et les bonus ont un effet respectivement à la baisse et à la hausse sur le revenu autorisé de l'opérateur à couvrir par son tarif d'accès aux infrastructures. Ces incitations financières sont prises en compte dans le calcul du revenu autorisé par un versement de leur montant au CRCP apuré régulièrement. Ainsi :  
 - une pénalité est payée par l'opérateur via une diminution de son revenu autorisé (et donc de son tarif) d'un montant équivalent ;  
 - un bonus est perçu par l'opérateur via une augmentation de son revenu autorisé (et donc de son tarif) d'un montant équivalent.

Figure 4 - Schéma de l'organisation entre les différents acteurs du secteur électrique des thèmes analysés



## 4. UN MÉCANISME ÉVOLUTIF EN GAZ ET EN ÉLECTRICITÉ

En cours de période tarifaire, la CRE peut proposer aux ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie, si elle le juge nécessaire et sur la base d'un retour d'expérience suffisant, des évolutions du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service des opérateurs, afin de procéder à des ajustements, mettre en œuvre de nouveaux indicateurs ou abandonner des indicateurs existants.

Dans le domaine du gaz, il est possible de définir des objectifs pour les indicateurs qui en sont dépourvus, à partir d'un historique suffisant. Par ailleurs, il est possible de procéder à la mise en œuvre d'incitations financières (pénalités et/ou bonus) pour des indicateurs qui en sont dépour-

vus et, si cela s'avère nécessaire, à la réévaluation des incitations financières existantes.

Ainsi, GrDF a vu le mécanisme de régulation incitative de sa qualité de service, entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2008, mis à jour au 1<sup>er</sup> juillet 2009 puis au 1<sup>er</sup> juillet 2010. Pour les ELD disposant d'un tarif spécifique, le mécanisme entré en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2009 a été également mis à jour au 1<sup>er</sup> juillet 2010.

En électricité, les dispositions tarifaires prévoient que, sur la base du retour d'expérience, la CRE pourra procéder, au cours de la période tarifaire, à des ajustements de la liste ou de la définition des indicateurs de suivi de la qualité de service non soumis à incitation financière.

## 5. LE SUIVI DE LA QUALITÉ DE SERVICE

Concernant la distribution de gaz naturel, le présent rapport porte sur l'analyse des indicateurs suivis par GrDF et les ELD sur la période allant du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2010. Pour certains indicateurs dont les objectifs sont annuels, la période de suivi va du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 30 juin 2010.

Concernant le transport de gaz naturel, le présent rapport porte sur l'analyse des indicateurs

suivis par GRTgaz et TIGF depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009 jusqu'au 30 juin 2010.

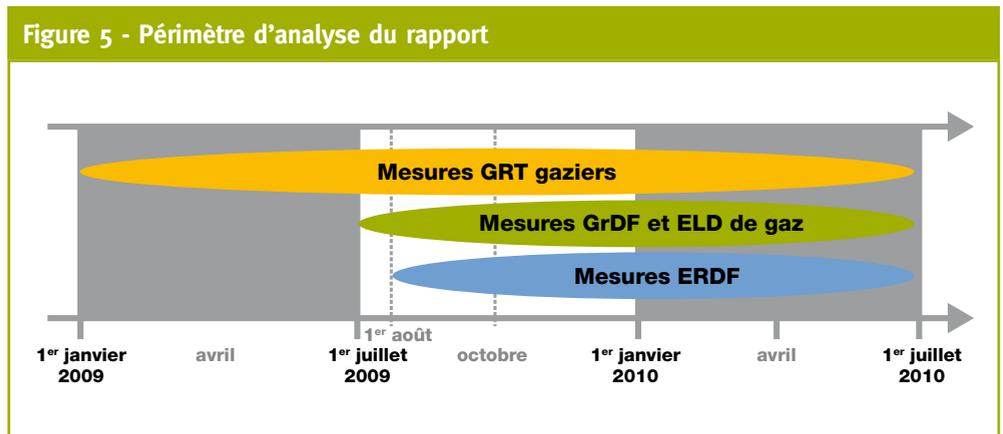
Pour certains indicateurs, un historique de données antérieures aux périodes mentionnées précédemment, disponible chez les opérateurs, est présenté afin de mieux appréhender l'évolution des résultats. Les incitations financières ne sont calculées qu'à partir des dates d'entrée en

vigueur du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service pour chaque opérateur.

d'indicateurs suivis par ERDF sur la période allant du 1<sup>er</sup> août 2009 au 30 juin 2010<sup>(13)</sup>.

Concernant la distribution d'électricité, le présent rapport porte sur l'analyse d'une vingtaine

(13) Avant TURPE 3, la qualité de service d'ERDF faisait l'objet d'un suivi sur la base d'une dizaine d'indicateurs dans le cadre de comptes-rendus annuels transmis par ERDF à la CRE.



# 2



# Analyse de la qualité de service des GRD et GRT de gaz

- 1.** Qualité de service vis-à-vis des consommateurs finals raccordés aux réseaux de distribution..... 20
- 2.** Qualité de service vis-à-vis des fournisseurs et des expéditeurs..... 36
- 3.** Qualité des échanges entre les opérateurs dans le cadre du calcul des allocations des quantités de gaz à l'interface transport/distribution..... 54
- 4.** Impact environnemental de l'activité des opérateurs de réseaux gaziers..... 65

# 1. QUALITÉ DE SERVICE VIS-À-VIS DES CONSOMMATEURS FINALS RACCORDÉS AUX RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

## 1.1. Prestations fournies par les GRD

### 1.1.1. Présentation et enjeux

Les GRD fournissent diverses prestations aux consommateurs finals, dont les plus importantes (représentant environ 90 % des demandes de prestations) sont :

- la mise en service : prestation demandée au GRD par un fournisseur pour le compte de son client (i.e. le consommateur final), consistant à rattacher un consommateur final au périmètre du contrat d'acheminement du fournisseur choisi, lors de l'arrivée d'un occupant dans un local ou suite au raccordement du local. Cette prestation est payante et facturée à l'acte par le GRD ;
- la mise hors service : prestation demandée au GRD par un fournisseur pour le compte de son client, consistant à détacher un consommateur final du périmètre du contrat d'acheminement de son fournisseur, lors de la résiliation du contrat de fourniture avec son client en raison d'un déménagement ou d'un abandon de local. Cette prestation n'est pas facturée par le GRD car couverte par le tarif d'acheminement ATRD ;
- le raccordement : prestation demandée au GRD par un consommateur final ou par un fournisseur pour le compte de son client, consistant à réaliser physiquement le raccordement de l'installation intérieure du consommateur final au réseau de distribution de gaz. Cette prestation est payante et facturée à l'acte par le GRD ;
- le changement de fournisseur : prestation demandée au GRD par un fournisseur pour le compte de son client, consistant à rattacher un consommateur final au périmètre à son contrat d'acheminement lorsque le consommateur final, déjà alimenté en gaz, opte pour un

changement de fournisseur. Cette prestation n'est pas facturée par le GRD car couverte par le tarif d'acheminement ATRD.

L'ensemble des prestations des GRD sont détaillées dans leur catalogue de prestations, disponible sur leur site internet (à l'exception de Veolia), qui précise leurs conditions techniques et financières de réalisation. En particulier, le catalogue de prestations précise pour chaque prestation le délai standard de réalisation (ou délai catalogue) qui correspond à un délai indicatif donné par l'opérateur.

Certaines prestations nécessitent le déplacement d'un agent ainsi que la présence du consommateur final.

Le respect des délais de réalisation des prestations par le GRD et le respect par le GRD des rendez-vous planifiés avec les consommateurs finals sont apparus comme une préoccupation forte des consommateurs finals et des associations de consommateurs. Les indicateurs permettant de suivre les délais de réalisation des prestations fournies, sont les suivants :

- le respect des délais standards de réalisation pour chacune des prestations ci-dessus, indiqués dans le catalogue de prestations de GrDF, Régaz et Réseau GDS : le nombre de prestations réalisées par tranche de délai et le pourcentage de prestations effectuées dans le délai standard ;
- le respect par le GRD des rendez-vous planifiés par le fournisseur ou le consommateur final, pour tous les GRD : le nombre de rendez-vous manqués du fait du GRD ayant donné lieu à une réclamation et le montant des indemnités engendrées.

Le non respect par le GRD des rendez-vous planifiés fait l'objet d'une indemnité qui est versée directement aux fournisseurs, sur réclamation de ces derniers. Il s'agit de l'unique indicateur suivi par les 14 ELD disposant du tarif commun d'acheminement en réseau de distribution, avec l'indicateur complémentaire mesurant le montant des indemnités versées par le GRD au titre des rendez-vous manqués de son fait ;

- le respect par le consommateur final des rendez-vous planifiés avec le GRD : le nombre de rendez-vous manqués par le consommateur final ayant donné lieu à la facturation par le GRD d'une pénalité et le montant des pénalités engendrées.

Concernant Réseau GDS et Gaz de Barr, le suivi des indicateurs est effectué pour les consommateurs finals des fournisseurs alternatifs uniquement, en raison du retard de déploiement de leur SI mutualisé.

### 1.1.2. Tendances générales et événements remarquables

- *Rendez-vous planifiés et non respectés par le GRD*

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009, GrDF a réalisé plus de 1,6 million de mises en service et de mises hors service nécessitant le déplacement d'un agent, et donc la planification d'un rendez-vous entre GrDF et le consommateur final et/ou le fournisseur.

Le nombre de rendez-vous manqués du fait de GrDF et ayant fait l'objet d'une demande d'indemnisation par les fournisseurs (128 au total) est relativement faible depuis le début du suivi (en moyenne 11 rendez-vous manqués par mois). Il est

en apparence amélioré par rapport au résultat de la période d'analyse précédente (133 rendez-vous manqués sur l'année dont environ 70 % résultaient des mouvements sociaux au sein de l'opérateur au printemps 2009). En fonctionnement « normal », il y a donc davantage de rendez-vous manqués et indemnisés par le GRD, en raison d'une meilleure appréhension par les fournisseurs du mécanisme incitatif en place. Ces résultats sont tout de même satisfaisants en regard du nombre de prestations réalisées par le GRD.

Les rendez-vous manqués par le GRD concernent majoritairement les consommateurs à relève semestrielle (6M/6M) et ne portent quasiment pas sur les autres types de consommateurs.

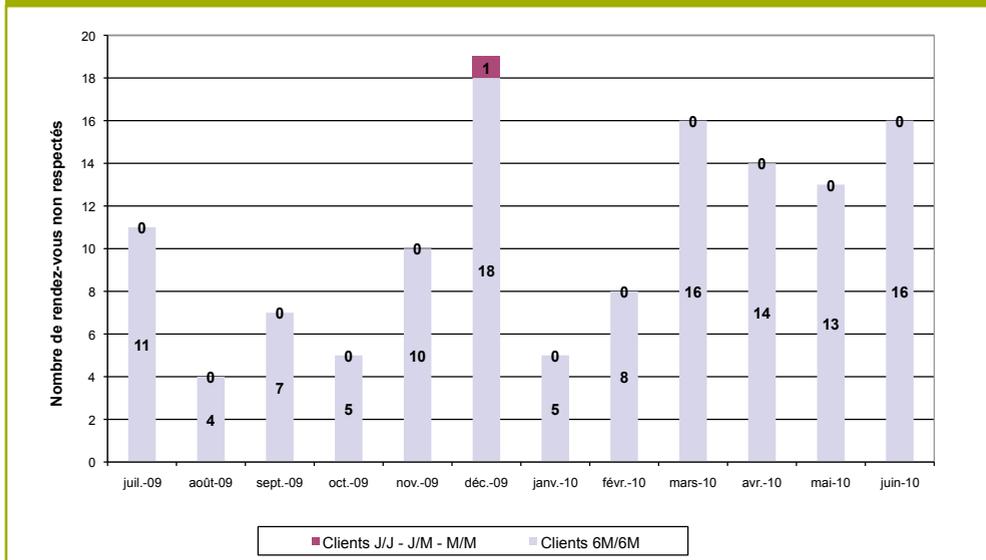
Pour les 8 ELD disposant d'un tarif spécifique d'acheminement, il n'y a quasiment aucun rendez-vous manqué par le GRD sur toute la durée du suivi. Régaz et GEG comptabilisent chacune un rendez-vous manqué et indemnisé sur la période de suivi. À titre indicatif, Régaz, la plus grande des ELD, a réalisé depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009 environ 14 000 mises en service et mises hors service nécessitant le déplacement d'un agent et n'a enregistré qu'un seul rendez-vous manqué.

Pour ce même indicateur, il n'y a aucun rendez-vous manqué par les ELD au tarif commun. Ces résultats sont satisfaisants et sont à mettre en regard des faibles volumes de consommateurs finals concernés.

Parmi les 14 ELD au tarif commun, 4 n'ont pas été en mesure de fournir les indicateurs de suivi de la qualité de service demandés par la CRE :

- Energis - Régie de Saint-Avold ;
- Régie Municipale Gaz et Électricité de Bonneville ;

Figure 6 - Nombre de rendez-vous planifiés et non respectés par GrDF



- Régie Municipale Gaz et Électricité de Sal-lanches;
- Régies Municipales d'Électricité, de Gaz, d'Eau et d'Assainissement de Bazas.

• **Rendez-vous planifiés et non respectés par le consommateur final**

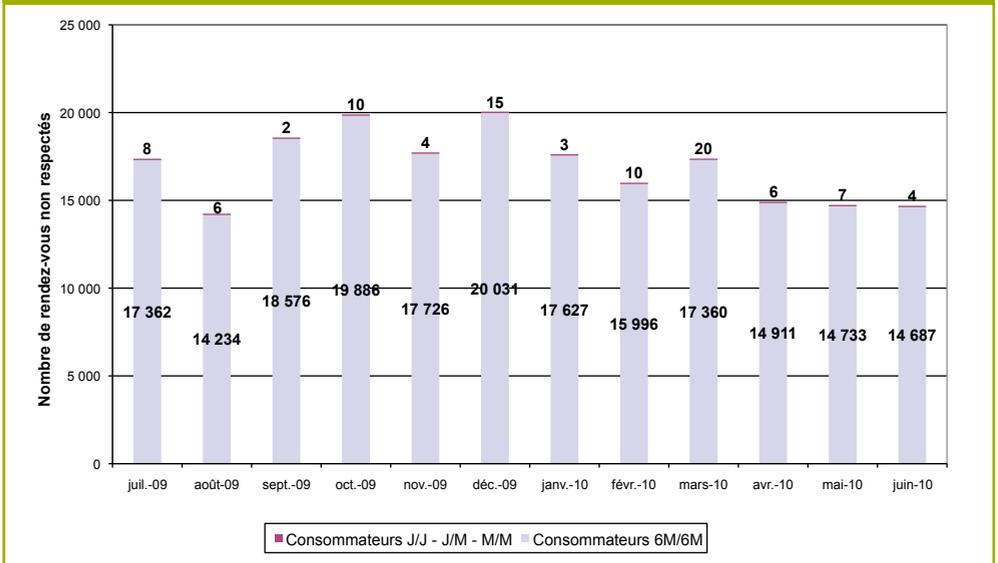
Le nombre de rendez-vous planifiés avec GrDF et non respectés par les consommateurs finals est beaucoup plus important (203 224 rendez-vous planifiés avec GrDF et non respectés par les consommateurs finals) que le nombre de rendez-vous manqués par GrDF car ils sont comptabilisés automatiquement dès la clôture de l'événement. Ils ont généré 3,7 M€ de pénalité facturées aux consommateurs finals par GrDF, en application de la prestation « déplacement sans intervention » de son catalogue de prestations.

Les rendez-vous manqués par les consommateurs finals concernent majoritairement les consommateurs à relève semestrielle (6M/6M) et ne portent quasiment pas sur les autres types de consommateurs.

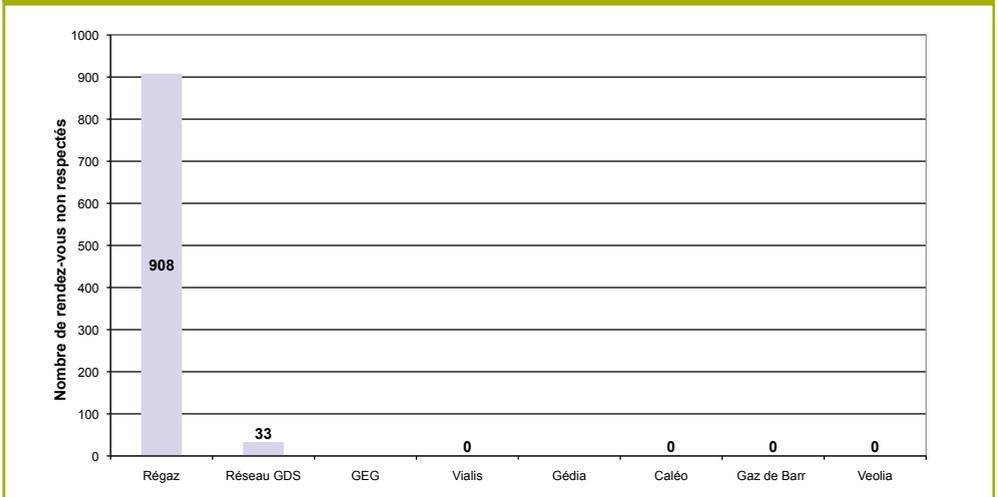
À l'exception de Vialis et Gédia, les ELD disposant d'un tarif spécifique d'acheminement suivent le nombre de rendez-vous planifiés et non respectés du fait du consommateur final. Seules Régaz et Réseau GDS ont enregistré respectivement 908 et 33 rendez-vous planifiés et non respectés par le consommateur final sur la période de suivi.

Caléo n'a pas été en mesure de suivre cet indicateur pour tous les fournisseurs pour des raisons de gestion interne : il le suit uniquement pour les fournisseurs alternatifs.

**Figure 7 - Nombre de rendez-vous planifiés avec GrDF et non respectés par le consommateur final**



**Figure 8 - Nombre de rendez-vous planifiés avec les ELD et non respectés par le consommateur final du 01/07/09 au 30/06/10**



• **Mise en service**

Le taux de réalisation des mises en service dans le délai standard prévu par le catalogue de prestations de GrDF <sup>(14)</sup> s'améliore, passant de 72,4 % en juillet 2009 à 81,1 % en mai 2010, puis se dégrade pour revenir à 73,8 % en juin 2010. Cette légère baisse est liée à une hausse du nombre total de mises en service en juin 2010 de près de 24 % par rapport au mois précédent. Avec un taux moyen de 75,4 % sur la période de suivi, ce résultat est supérieur à celui de l'année précédente (74,0 %), malgré une hausse du nombre de mises en service de 7,5 %. Cette augmentation est notamment liée à une augmentation de la période de vacance d'un local entre deux consommateurs finals : GrDF est amené à se déplacer plus souvent pour suspendre puis rétablir l'alimentation d'un local entre deux occupants.

Pour Régaz et Réseau GDS, le taux de réalisation des mises en service dans le délai standard <sup>(15)</sup>

se maintient à un bon niveau sur la période de suivi. Il est stable sur le 1<sup>er</sup> semestre 2010 pour Régaz (92,4 % en moyenne) et plus volatil pour Réseau GDS (entre 100,0 % et 88,4 %) en raison des faibles volumes mesurés.

Une baisse du taux de réalisation des mises en service dans le délai standard peut être observée en septembre 2009 où il atteint 78,7 % pour Régaz et 76,3 % pour Réseau GDS. Cette diminution s'explique par la forte hausse du nombre de mises en service observée à la rentrée.

(14) Pour les consommateurs à relevé semestriel : 5 jours ouvrés. Pour les consommateurs à relevé non semestriel : 5 jours ouvrés sans pose compteur, 21 jours ouvrés avec pose compteur et selon les délais d'approvisionnement du matériel nécessaire à la réalisation de la prestation.

(15) Régaz : 5 jours ouvrés. Réseau GDS : 5 jours ouvrés pour les clients bénéficiant de l'option tarifaire T1/T2 ; 21 jours ouvrés pour les clients bénéficiant de l'option tarifaire T3/T4 et selon les délais d'approvisionnement du matériel nécessaire à la réalisation de la prestation.

**Figure 9 - Mise en service GrDF : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai standard**

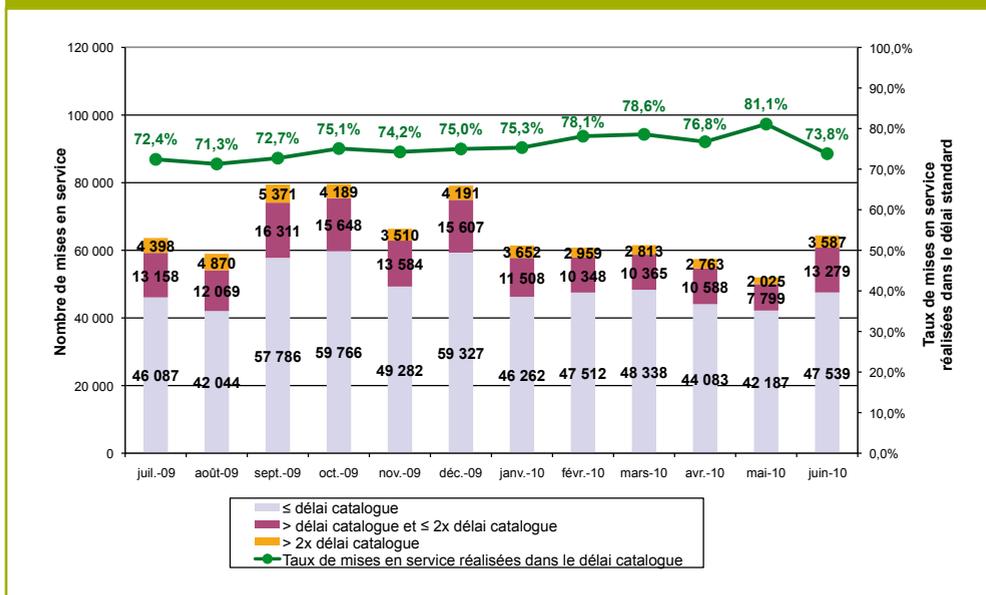
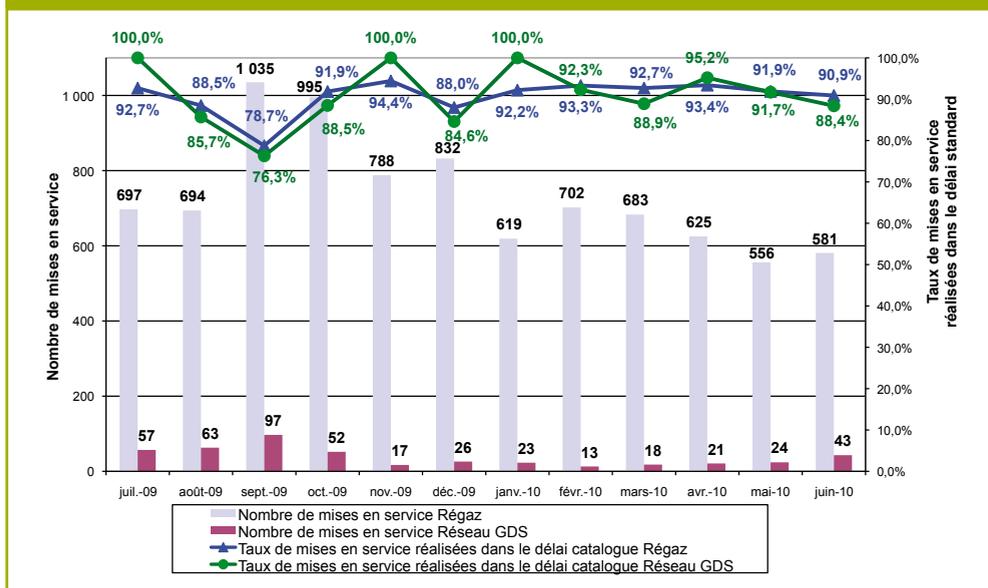


Figure 10 - Mise en service Régaz et Réseau GDS : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai standard



#### • Mise hors service

Le taux de réalisation des mises hors service dans le délai standard prévu dans le catalogue des prestations de GrDF <sup>(16)</sup> s'est légèrement dégradé par rapport à la période d'analyse précédente (59,5 % en moyenne contre 63,7 % en moyenne sur la période précédente). Il s'est cependant amélioré sur la période d'analyse pour retrouver le niveau atteint lors de la période précédente. Une rupture de tendance a lieu entre juin 2009 et juillet 2009 où le taux passe de 66,8 % à 56,7 %. Selon GrDF, elle est liée à la clôture tardive des mises hors service ayant eu lieu pendant les mouvements sociaux du printemps 2009 au sein de GrDF. Ce taux retrouve le niveau de l'année précédente à compter de février 2010 où il atteint 63,7 % mais se dégrade à nouveau en juin 2010 à 60,7 %. Cette dégradation du taux de réalisation dans le délai standard

s'explique par une augmentation importante du nombre de mises hors service par rapport à l'année précédente (16,4 % d'augmentation), du fait de la crise économique. Il convient de noter qu'en terme de gestion des délais, GrDF accorde une priorité plus importante aux mises en service par rapport aux mises hors service.

Par ailleurs, les mises hors service sont en général effectuées à la date souhaitée par le consommateur final, date qui correspond souvent à un délai de réalisation supérieur à 5 jours ouvrés. Ceci explique, en partie, le niveau du taux de réalisation des mises hors service dans le délai standard catalogue, en moyenne de 59,5 % sur 12 mois, plus faible que celui des mises en service, en moyenne de 75,4 % sur 12 mois.

Le nombre de mises hors service varie selon la saison : un nombre plus important peut être

(16) 5 jours ouvrés.

Figure 11 - Mise hors service GrDF : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai standard

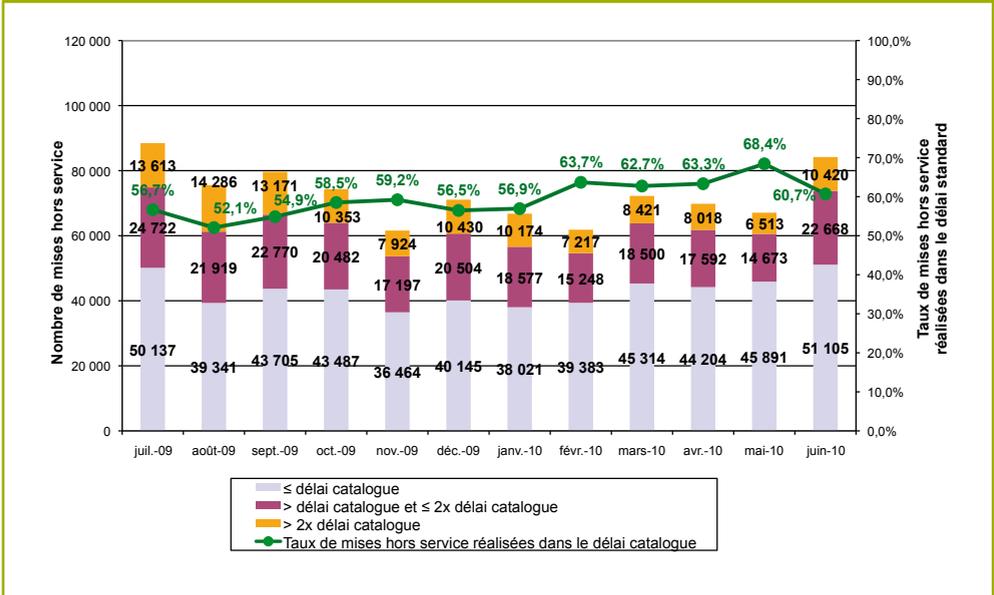
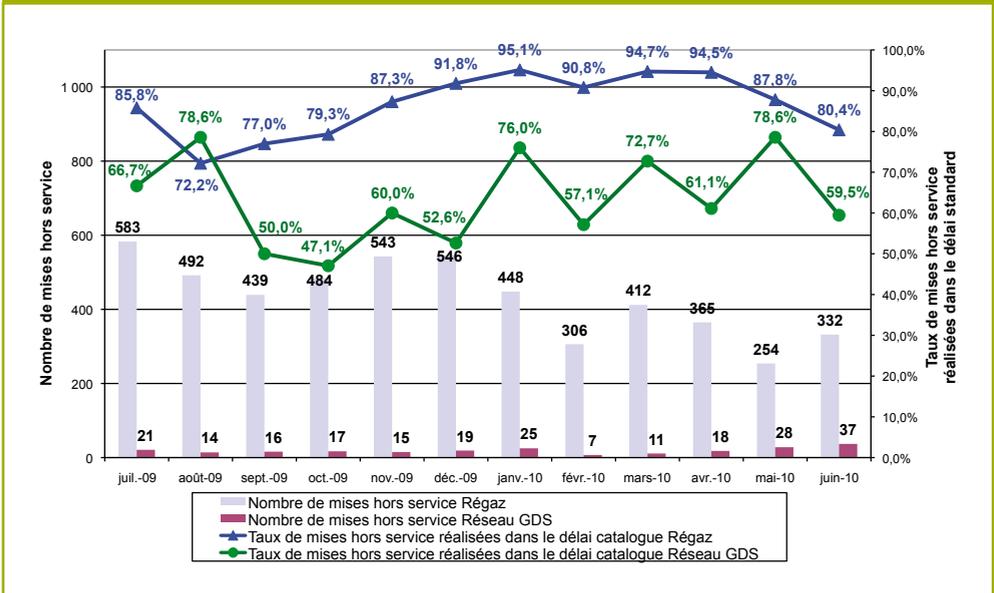


Figure 12 - Mise hors service Régaz et Réseau GDS : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai standard



observé en été, avec 79 497 mises hors service en moyenne de juillet 2009 à octobre 2009 contre 65 321 mises hors service en moyenne de novembre 2009 à février 2010.

Le taux de réalisation des mises hors service dans le délai standard prévu dans le catalogue des prestations de Régaz<sup>(17)</sup> s'améliore sur la période de suivi et atteint un bon niveau avec un taux moyen de 86,4 %. Ce taux s'améliore de juillet 2009 à avril 2010, où il passe de 85,8 % à 94,5 %, avec un minimum de 72,2 % atteint en août 2009, puis il baisse en mai et juin 2010 où il atteint 80,4 %. Selon Régaz, les mises hors service n'étant pas prioritaires pour le GRD dans la gestion des interventions, le délai de réalisation dépend essentiellement de la charge d'activité. En revanche, Régaz précise que la réalisation de la mise hors service n'affecte pas le délai de détachement contractuel, toujours réalisé à date demandée.

Concernant Réseau GDS<sup>(18)</sup>, le taux de réalisation dans le délai standard est en légère amélioration depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009 avec un taux moyen à 63,3 %. Il passe de 66,7 % en juillet 2009 à 59,5 % en juin 2010 avec un maximum de 78,6 % atteint en août 2009 et mai 2010.

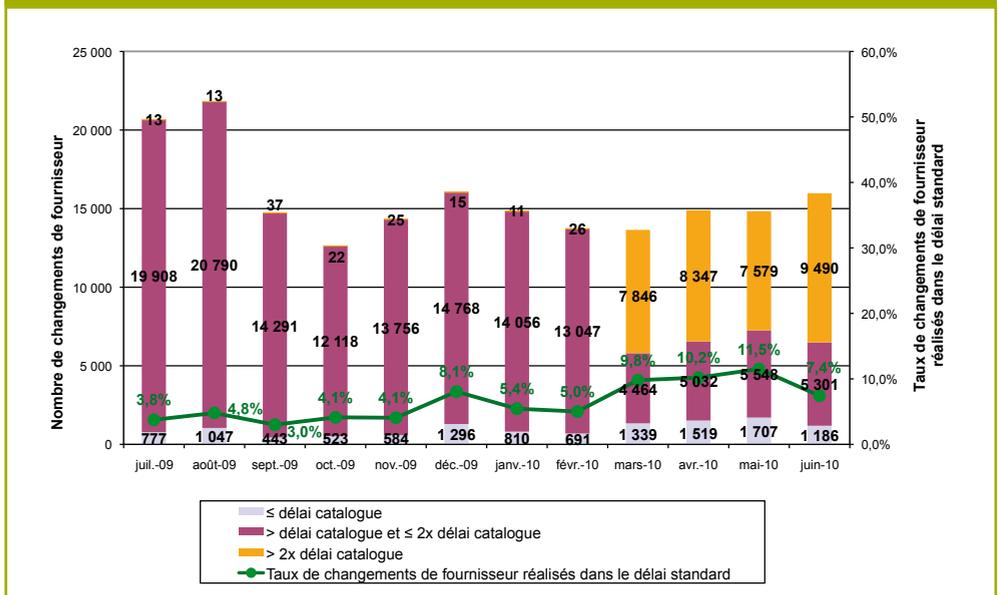
• **Changement de fournisseur**

Le taux de réalisation des changements de fournisseur dans le délai standard de GrDF se situe à un faible niveau avec une légère amélioration à partir de mars 2010. Les fournisseurs font généralement des demandes en masse, avec des délais de réalisation souhaités qui peuvent être différents, et prennent ainsi de la marge avec des délais supérieurs au délai catalogue, ce qui explique le niveau atteint.

(17) 10 jours ouvrés.

(18) 5 jours ouvrés.

**Figure 13 - Changement de fournisseur GrDF : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai standard**



Par ailleurs, une évolution de la procédure de changement de fournisseur a été décidée en GTG et ramène le délai minimum imposé pour réaliser un changement de fournisseur de 21 jours calendaires à 10 jours calendaires pour GrDF à compter de janvier 2010, conformément aux préconisations de l'EREGG<sup>(19)</sup>. GrDF a pris en compte cette modification de délai à compter de février 2010. La réduction du délai standard n'a pas dégradé les résultats de GrDF.

Le nombre de changements de fournisseur concernant Régaz est très faible mais stable sur la période du suivi.

Pour Réseau GDS, le nombre élevé de changements de fournisseur observé en juillet et en août 2009 résulte d'une campagne de prospection menée depuis le mois de mai 2009 par un fournisseur alternatif. Les volumes en jeu

expliquent la volatilité du taux de réalisation dans le délai standard des changements de fournisseur.

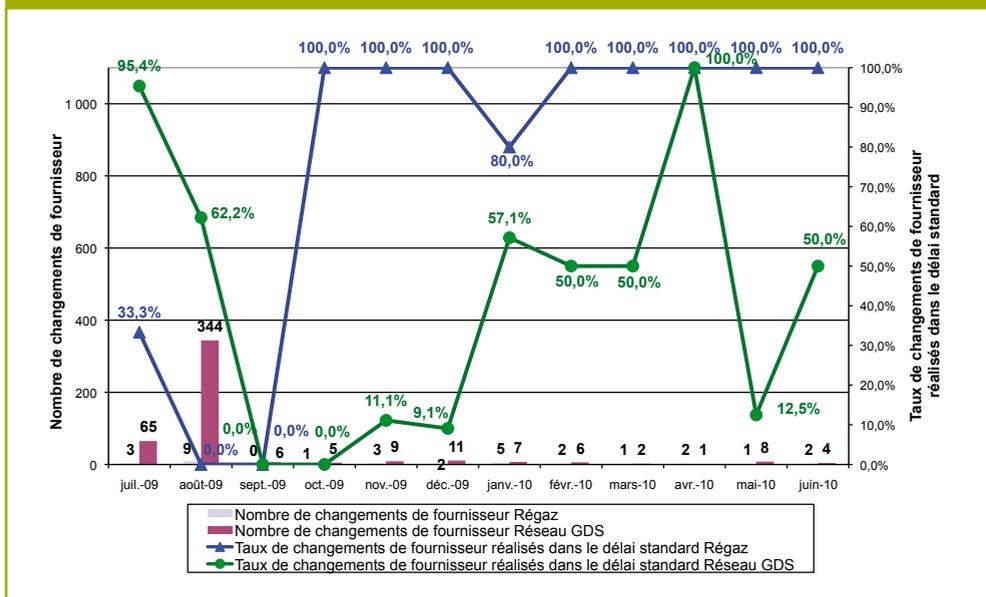
Régaz et Réseau GDS précisent qu'ils réalisent toujours les changements de fournisseur en respectant le délai minimum imposé (de 10 jours pour Régaz et de 21 jours pour Réseau GDS), sauf lorsque le fournisseur demande un délai supérieur.

• **Raccordement**

Sur la période considérée, environ 90 000 raccords (de locaux neufs ne nécessitant aucune extension du réseau et réalisés avec une mise en service sur la période) ont été réalisés par GrDF.

(19) ERGEG (European Regulators' Group for Electricity and Gas) : groupe composé des régulateurs européens d'électricité et de gaz dont la CRE fait partie.

**Figure 14 - Mise hors service Régaz et Réseau GDS : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai standard**



Le délai moyen de réalisation des raccordements poursuit son amélioration et passe de 49 jours en moyenne au 2<sup>nd</sup> semestre 2009 à 34 jours en moyenne au 1<sup>er</sup> semestre 2010, soit une amélioration de 30 % des délais de réalisation en un an, et de près de 40 % en 2 ans <sup>(20)</sup>. Cette tendance pourrait s'expliquer par la diminution du nombre de raccordements par rapport à l'année précédente (-10 % environ) et par la généralisation par GrDF d'un outil de pilotage des raccordements afin de mieux suivre les différentes étapes du processus.

Deux ruptures de chronique (entre le 2<sup>e</sup> trimestre 2009 et le 3<sup>e</sup> trimestre 2009, et entre le 1<sup>er</sup> trimestre 2010 et le 2<sup>e</sup> trimestre 2010) sont observées pour le taux de réalisation des raccordements dans le délai et ne permettent pas d'analyser l'évolution de cet indicateur

Par ailleurs, pour les trois premiers trimestres du suivi, GrDF n'a pas été en mesure de mettre en

œuvre l'indicateur de suivi du taux de réalisation dans le délai convenu, prévu par le tarif.

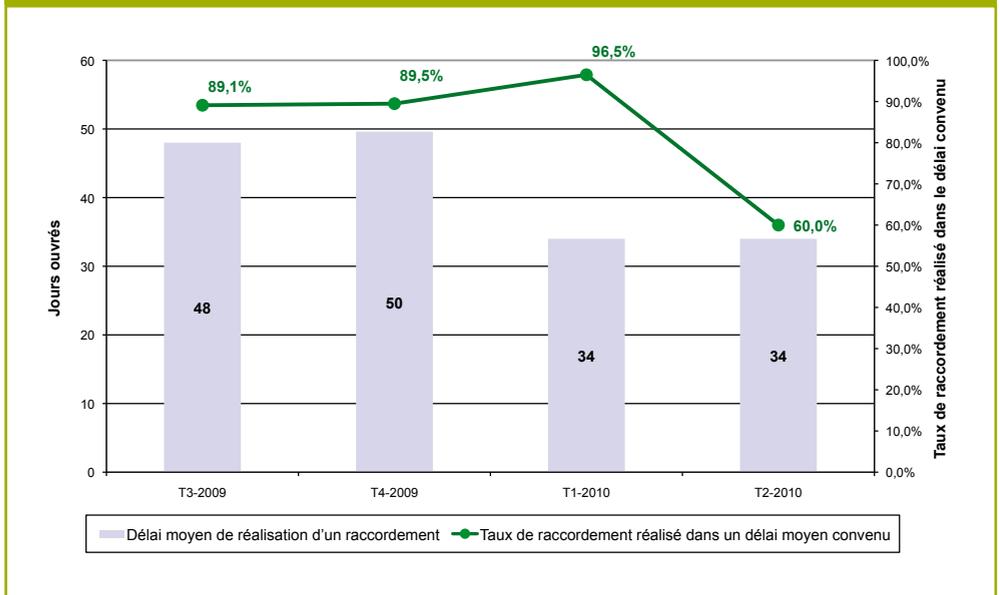
À la suite des évolutions des outils de pilotage à compter d'avril 2010, GrDF est en mesure de suivre les raccordements pour lesquels le branchement est réalisé avant la date de mise en service souhaitée par le client.

### 1.1.3. Bilan sur les incitations financières

Les GRD sont incités financièrement sur les résultats de l'indicateur mesurant le nombre de rendez-vous manqués de leur fait.

(20) Le délai de réalisation d'un raccordement était de 56 jours au 3<sup>e</sup> trimestre 2008.

**Figure 15 - Raccordement GrDF : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai convenu**



Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009 :

- 128 rendez-vous manqués du fait de GrDF ont été signalés par les fournisseurs et ont engendré 2 969,97 € de pénalité pour l'opérateur ;
- 2 rendez-vous manqués du fait du GRD ont été signalés par les fournisseurs et ont engendré 54,66 € de pénalité pour Régaz et GEG.

Ces pénalités ont été versées directement aux fournisseurs qui en ont fait la demande aux GRD.

#### 1.1.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service

Ces indicateurs ont été mis à jour, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2010, selon les modalités suivantes :

- le suivi des délais de réalisation des mises en service, mises hors service et changements de fournisseur (uniquement pour les ELD) est effectué par rapport aux délais demandés par les fournisseurs et non par rapport aux délais standards prévus dans les catalogues de prestations ;
- le périmètre de suivi de la qualité de service des ELD est harmonisé et les fréquences de

calcul des indicateurs homogénéisées pour une plus grande cohérence. Pour Vialis, ces évolutions concernent les indicateurs relatifs aux délais et taux de réalisation dans les délais standards des prestations de mise en service, de mise hors service et de changement de fournisseur et, pour GEG et Gédia pour l'indicateur relatif aux rendez-vous manqués du fait du consommateur final.

De nouvelles évolutions du dispositif de suivi sont envisagées par la CRE à ce stade :

- mettre en œuvre pour GrDF pour tous ces indicateurs un suivi par rapport à des délais maximum de réalisation engageants pour l'opérateur ;
- mettre en œuvre une détection automatisée par les GRD des rendez-vous manqués du fait des GRD ou sur signalement des consommateurs finals ;
- poursuivre l'harmonisation des périmètres de suivi des ELD entre elles et avec GrDF (en termes de nombre d'indicateurs, fréquence...).

La faisabilité et la planification de ces évolutions seront examinées dans le cadre du GTG.

#### 1.1.5. Synthèse

Les GRD suivent la quasi-totalité des indicateurs liés aux délais de réalisation des prestations prévus dans les tarifs ATRD<sub>3</sub>.

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009, le respect par les GRD des délais standards de réalisation des prestations prévus dans le catalogue de prestations est en légère amélioration, sauf pour les mises hors service pour GrDF.

Ces indicateurs ont été mis à jour à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2010 : les indicateurs ont évolué afin de suivre les taux de réalisation des

prestations dans les délais demandés par les fournisseurs et d'harmoniser entre les ELD et avec GrDF le périmètre de suivi des indicateurs demandés.

Trois évolutions sont envisagées à ce stade : mettre en œuvre un suivi par rapport à des délais maximum de réalisation engageants pour GrDF, mettre en place la détection des rendez-vous manqués du fait du GRD par le GRD lui-même ou par le consommateur final et continuer d'harmoniser le périmètre de suivi pour les ELD.

## 1.2. Relations entre les GRD et les consommateurs finals

### 1.2.1. Présentation et enjeux

Du fait du contrat unique retenu comme schéma contractuel, l'interlocuteur privilégié des consommateurs finals est généralement le fournisseur. Cependant, les consommateurs finals peuvent être amenés à contacter directement le GRD, principalement sur les questions liées aux travaux sur le réseau, aux urgences et dépannages, aux offres de livraison (demande d'une pression non standard, location de poste de livraison ou du dispositif local de mesurage, entretien et maintenance du poste de livraison) ou encore aux raccordements.

Des centres d'appel ont été mis en place par les GRD afin de répondre aux demandes et aux réclamations des consommateurs finals. Ces centres d'appel sont accessibles via différents numéros d'appel :

- les numéros « accueil » <sup>(21)</sup> pour tout renseignement sur le gaz naturel et, en particulier, ceux concernant le raccordement au réseau de gaz naturel ou encore les réclamations ;
- les numéros « sécurité dépannage » <sup>(22)</sup> à utiliser par les consommateurs finals en cas d'odeur de gaz ou de manque de gaz.

Les indicateurs suivants permettent de mesurer l'efficacité des GRD pour répondre aux demandes et réclamations des consommateurs finals :

- le délai de traitement par les GRD des réclamations de consommateurs finals par le suivi du taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 30 jours calendaires

(21 jours pour Réseau GDS, 8 jours pour Vialis et 15 jours pour Gédia) ;

- l'accessibilité des centres d'appel (nombre d'appels pris par rapport au nombre d'appels reçus) concernant les numéros « sécurité dépannage » et « accueil ».

Concernant Gaz de Barr, le suivi des indicateurs est effectué pour les consommateurs finals des fournisseurs alternatifs uniquement, en raison du retard de déploiement de son SI.

### 1.2.2. Tendances générales et événements remarquables

- **Réclamations des consommateurs finals : délai et taux de réponse dans les 30 jours calendaires**

Pour GrDF, une baisse du nombre de réclamations des consommateurs finals de 32,4 % peut être observée par rapport à l'année précédente, malgré un pic de 126 réclamations en juin 2010. La grande majorité de ces réclamations portent principalement sur les raccordements. En outre, le nombre de réclamations de clients finals est plus important au 4<sup>e</sup> trimestre 2009, de manière concomitante avec la hausse du nombre des raccordements neufs observée sur ce trimestre.

Le taux de réponse par GrDF aux réclamations de consommateurs finals dans les 30 jours calendaires conserve les bons niveaux atteints l'année précédente mais atteint un minimum de 84,9 % en juin 2010, du fait d'un pic de réclamations. Le taux moyen sur les 12 mois (92,7 %) est cependant légèrement supérieur à celui de l'année précédente (92,3 %).

Un indicateur similaire suivant le taux de réponse par GrDF aux réclamations de fournisseurs dans les 30 jours calendaires (cf. 2.2.1 p. 47), incité financièrement, présente comme l'année précédente de meilleurs résultats que celui analysé ci-dessus, malgré un plus grand nombre de réclamations de fournisseurs. En effet, le taux moyen sur les 12 mois

(21) GrDF : numéros « AGNRC » (Accueil Gaz Naturel Raccordement et Conseil).

Régaz : numéro « Accueil Raccordement - Interventions techniques ».

GEG : numéro « Accueil Raccordement » (mixte).

Vialis : numéro « Accueil Raccordement - Interventions techniques » (mixte).

Gédia : numéro « Accueil Accès Client » (mixte).

Veolia : numéro « Service Client Facturation Gaz ».

(22) Veolia : numéro « Dépannage Gaz ».

est de 97,7 %, avec un maximum de 98,5 % atteint en septembre et octobre 2009. Cette différence de résultats s'explique en partie, quelle que soit la période d'analyse, par le caractère spécifique de la plupart des réclamations de consommateurs finals, rendant leur résolution plus complexe que celles concernant les fournisseurs, qui sont plus standards. En outre, les réclamations de fournisseurs sont toutes transmises à GrDF via un seul canal de communication, le portail fournisseurs OMEGA, alors que les réclamations de consommateurs finals sont transmises via plusieurs canaux (courriers, mails, appels téléphoniques, etc.) et nécessitent une ressaisie dans l'outil dédié.

Pour les huit ELD disposant d'un tarif spécifique, le nombre de réclamations de consommateurs finals est relativement faible, voire nul pour Vialis et Gaz de Barr.

Pour Régaz, contrairement à Réseau GDS, les réclamations sont plus nombreuses au 1<sup>er</sup> semestre 2010 qu'au 2<sup>nd</sup> semestre 2009. Selon Réseau GDS, cette répartition est liée à

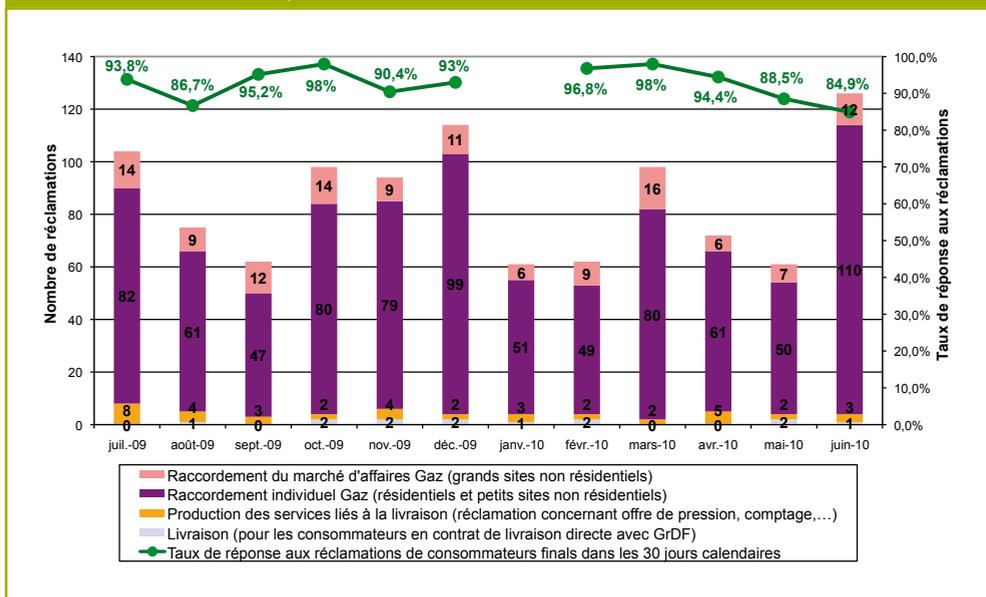
la saisonnalité des chantiers de raccordements, moins nombreux pendant la période hivernale car la majorité des travaux sont des extensions de réseau qui se font plutôt à partir de mai/juin avec une pointe d'activité en juillet et octobre.

Les taux de réponse aux réclamations des consommateurs finals sont globalement stables à de bons niveaux. Ils sont volatils en raison du faible volume de réclamations de consommateurs finals.

Pour Régaz, il atteint un minimum de 50 % au mois de janvier 2010 puis s'améliore légèrement pour atteindre un pic de 100 % en avril 2010, alors que le nombre de réclamations de consommateurs finals augmente sur cette période. Selon Régaz, des problèmes d'organisation en interne ont légèrement dégradé la gestion des réclamations. Régaz a mis en œuvre des dispositions correctives pour assurer la continuité de service, ce qui explique les meilleurs résultats atteints au 1<sup>er</sup> semestre 2010.

Pour Réseau GDS, le taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals s'améliore

**Figure 16 - Réclamations de consommateurs finals GrDF: nombre et taux de réponse dans les 30 jours calendaires**



NB: l'information est manquante pour le mois de janvier 2010, GrDF n'ayant pas recalculé le taux après réinitialisation de ses bases d'enregistrement en début d'année. Ce point sera rectifié pour l'avenir.

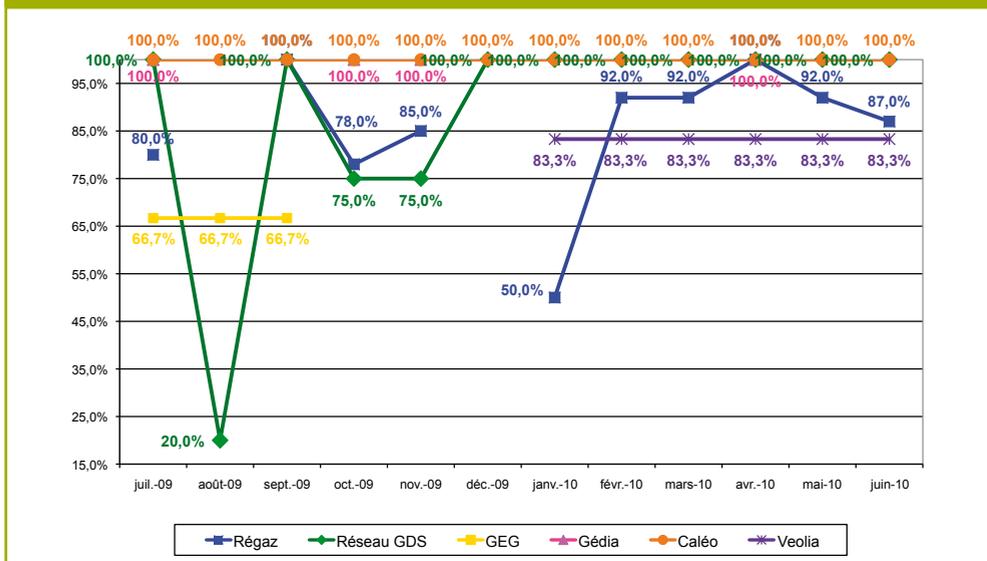
## 2. Analyse de la qualité de service des GRD et GRT de gaz

notamment au 1<sup>er</sup> semestre 2010 après avoir atteint un minimum de 20 % en août 2009. Selon le GRD, ce résultat s'explique par les faibles volumes traités et par le fait que quatre réclamations sur cinq reçues ce mois-là n'ont pas été officiellement clôturées, malgré des

contacts pris avec les consommateurs finals concernés.

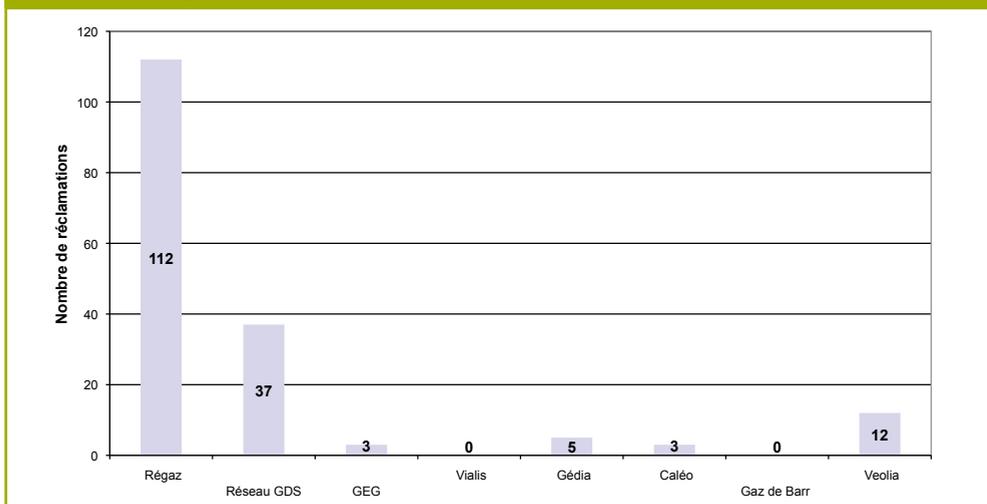
Les taux de réponse manquants correspondent aux mois où il n'y a eu aucune réclamation de la part de consommateurs finals.

**Figure 17 - Réclamations de consommateurs finals ELD: taux de réponse dans les 30 jours calendaires**



NB: le suivi du taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals est trimestriel pour GEG, Vialis et Gaz de Barr et semestriel pour Caléo et Veolia.

**Figure 18 - Réclamations de consommateurs finals ELD: nombre du 01/07/09 au 30/06/10**



- **Accessibilité des centres d'appel**

La disponibilité des centres d'appel de GrDF poursuit son amélioration :

- le taux d'accessibilité des numéros « AGNRC » (Accueil Gaz Naturel Raccordement et Conseil) se maintient à un bon niveau déjà atteint l'année précédente, avec un taux moyen sur l'année de 92,9 %;
- le taux d'accessibilité des numéros « sécurité dépannage » dépasse les très bons niveaux atteints l'année précédente. Il poursuit l'amélioration initiée en mai 2009 et passe de 89,6 % en juillet 2009 à 98,3 % en juin 2010, avec un pic de 98,9 % atteint en février 2010. Toutefois, une dégradation du taux est observée à deux reprises, de septembre à octobre 2009 et en décembre 2009.

L'amélioration du taux d'accessibilité des numéros « sécurité dépannage » est liée aux actions de formation mises en place par GrDF pour une

meilleure appropriation de son outil, déployé dans les centres d'appel GrDF en mars 2009. Les légères dégradations observées au 2<sup>nd</sup> semestre 2009 résultent de problèmes ponctuels de ressources (stages de formation sur les outils, congés), couplés à une volumétrie plus importante enregistrée certains mois.

La disponibilité des centres d'appel des ELD s'améliore globalement :

- le taux d'accessibilité des numéros « accueil » de Régaz, Vialis et Veolia est globalement stable. Seul GEG présente des taux bas, du fait d'un suivi trimestriel réalisé sur une base 24 h/24 et non uniquement sur les heures d'ouverture. Le taux de Gédia s'améliore durablement, les équipes ayant été motivées par l'introduction de la régulation incitative et la mesure de leur performance ;
- le taux d'accessibilité des numéros « sécurité dépannage » paraît s'améliorer fortement pour Régaz où il passe de 89,9 % en

**Figure 19 - Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals GrDF - Numéro « sécurité dépannage »**

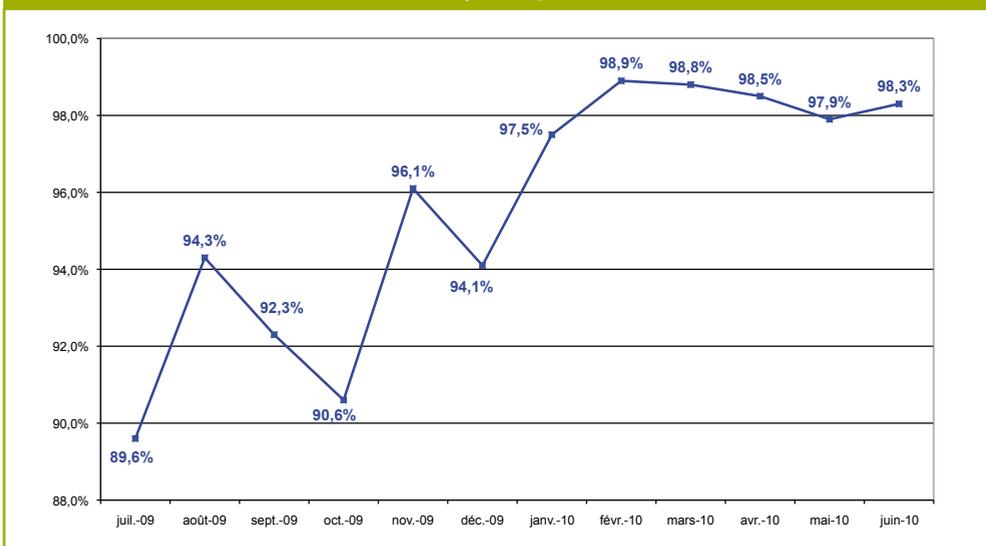
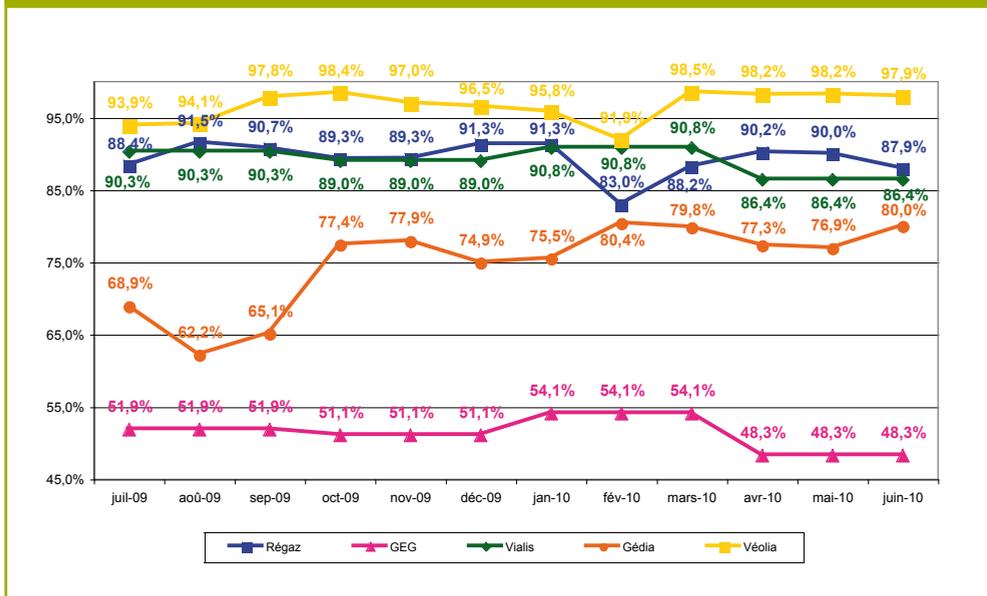
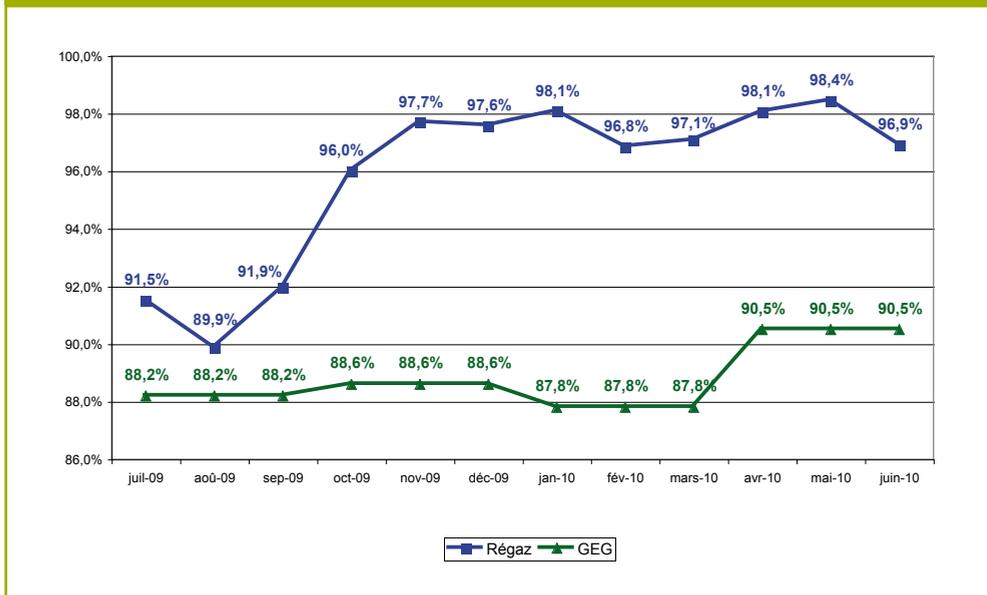


Figure 20 - Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals ELD - Numéro « accueil »



NB: le suivi du taux d'accessibilité des numéros « accueil » est trimestriel pour GEG et Vialis.

Figure 21 - Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals Régaz et GEG - Numéro « sécurité dépannage »



NB: le suivi du taux d'accessibilité des numéros « sécurité dépannage » est trimestriel pour GEG.

août 2009 à 96,9 % en juin 2010, avec un pic à 98,4 % en mai 2010, et légèrement pour GEG où il passe de 88,2 % au 3<sup>e</sup> trimestre 2009 à 90,5 % au 2<sup>e</sup> trimestre 2010. En effet, depuis octobre 2009 pour Régaz et depuis le 2<sup>e</sup> trimestre 2010 pour GEG, les appels abandonnés par le client avec une attente inférieure aux messages d'accueil (cinq secondes pour Régaz et dix secondes pour GEG) ne sont plus comptabilisés. En revanche, Veolia et Vialis n'ont pas été en mesure de suivre ce taux. Veolia réalise une estimation de ce taux et pour Vialis, son outil actuel n'en permet pas le calcul. Un nouvel outil est en cours de déploiement et rendra cette mesure possible.

### 1.2.3. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service

Deux indicateurs ont été mis à jour, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2010, selon les modalités suivantes :

- l'indicateur mesurant le taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 30 jours calendaires devient incité financièrement avec une pénalité de 25 € par réclamation non traitée dans le délai objectif, afin de s'assurer de la symétrie de traitement avec les réclamations fournisseurs ; le montant des indemnisations sera suivi ;
- le périmètre de suivi de la qualité de service des ELD est harmonisé en termes de fréquence de calcul des indicateurs.

### 1.2.4. Synthèse

Les GRD concernés suivent la quasi-totalité des indicateurs liés à la qualité des relations entre les GRD et les consommateurs finals.

Les délais de traitement des réclamations des consommateurs finals par les GRD atteignent des niveaux satisfaisants pour GrDF et les ELD.

Par ailleurs, l'accessibilité des centres d'appel de GrDF, Régaz et GEG s'améliore sur la période, principalement concernant les numéros « sécurité dépannage ».

Ces indicateurs ont été mis à jour à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2010 : le taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 30 jours calendaires (21 jours calendaires pour Réseau GDS, 8 jours calendaires pour Vialis et 15 jours calendaires pour Gédia) est incité financièrement afin de s'assurer de la symétrie de traitement avec les réclamations fournisseurs. Le périmètre de suivi des ELD a été harmonisé avec GrDF.

## 2. QUALITÉ DE SERVICE VIS-À-VIS DES FOURNISSEURS ET DES EXPÉDITEURS

### 2.1. Relation entre les GRD et les fournisseurs

#### 2.1.1. Présentation et enjeux

Pour l'ouverture totale du marché en juillet 2007, GrDF a mis en place le SI de gestion de

l'acheminement et des processus clients associés, OMEGA. OMEGA joue un rôle clé pour le bon fonctionnement du marché français du gaz naturel. Il permet de centraliser la quasi-totalité des échanges d'informations quotidiens entre les fournisseurs et GrDF, tels que les demandes de prestations par les fournisseurs ou bien la mise à disposition par le GRD des données de

relèves<sup>(23)</sup> des consommateurs finals. La disponibilité de ce portail a donc un effet direct sur la qualité des échanges entre le GRD et les fournisseurs et, par voie de conséquence, l'activité quotidienne des fournisseurs et leurs relations avec les consommateurs finals.

Pour leur part, les ELD ont aussi mis en place les moyens nécessaires pour faciliter les échanges avec les fournisseurs : portail fournisseurs (pour Régaz, Réseau GDS en cours de déploiement et GEG), plateforme FTP (File Transfer Protocol), site internet ou échanges par mail.

Les volumes de gaz livrés aux consommateurs finals raccordés aux réseaux de distribution sont mesurés par le GRD à des pas de temps qui dépendent de l'équipement de comptage et de télérelève disponible chez le consommateur final. Les délais de mise à disposition des fournisseurs par le GRD des données de relèves sont donc importants pour les fournisseurs, car ils conditionnent leur capacité à facturer leurs clients correctement et dans les temps. Par exemple, GrDF et Régaz mettent à disposition de chaque fournisseur sur leur portail, dans des délais définis dans le contrat d'acheminement distribution, l'ensemble des relèves qu'ils collectent. D'autres ELD transmettent ces données de consommation via les plateformes FTP ou par mail.

De même, les délais de traitement des réclamations de fournisseurs par les GRD ont eux-aussi un effet sur l'activité opérationnelle des fournisseurs. Plus précisément, ces réclamations sont :

- celles adressées par les consommateurs finals à leur fournisseur ou au GRD, mais pour lesquelles la réponse au consommateur incombe au fournisseur (concernant des prestations du catalogue par exemple) ; le GRD doit alors donner au fournisseur les éléments de réponse nécessaires pour traiter la réclamation, pour la partie qui lui incombe ;
- celles adressées par les fournisseurs au GRD pour leur propre compte (sur les données de comptage par exemple).

Enfin, lorsque le GRD ne peut pas accéder au compteur d'un consommateur à relève quadri-mestrielle (relève 4M/4M) ou semestrielle (relève 6M/6M) et que le consommateur ne transmet pas lui-même dans les jours suivants le passage du releveur un index auto-relevé, la consommation transmise au fournisseur est estimée à partir d'un historique. Un facteur de qualité du processus de relevé est donc d'obtenir le plus de données possible par la lecture directe du compteur ou par la collecte d'un index auto-relevé.

La qualité des relations entre les GRD et les fournisseurs est analysée au travers des deux axes suivants :

- la qualité du système d'information et des données de relèves :
  - la disponibilité des portails fournisseurs de GrDF, de Régaz et de GEG : l'indicateur mis en place permet de suivre le nombre d'heures de disponibilité du portail par semaine, rapporté au nombre d'heures d'ouverture prévu,
  - les taux de publication des relèves par GrDF : les trois indicateurs mis en place permettent de suivre, par types de relève, le nombre de relèves mises à disposition des fournisseurs dans les délais sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF, rapporté au nombre de relèves qui auraient dû être mises à disposition,
  - le délai de publication des relèves J/J-J/M et M/M par Régaz : l'indicateur permet de suivre le délai de mise à disposition des valeurs définitives de relève J/J-J/M et M/M

(23) Les différents types de relèves sont les suivants :

- télérelève dite « J/J » : la mesure d'énergie livrée est quotidienne et l'index contenant cette mesure est relevé par le GRD tous les jours ;
- télérelève dite « J/M » : 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 ;
- relève dite « M/M » : la mesure d'énergie livrée est mensuelle et l'index contenant cette mesure est relevé mensuellement par le GRD ;
- relève dite « 6M/6M » : la mesure d'énergie livrée est semestrielle et l'index contenant cette mesure est relevé semestriellement par le GRD ;
- relève dite « 4M/4M », Régaz uniquement (pas de relève 6M/6M) : la mesure d'énergie livrée est quadri-mestrielle et l'index contenant cette mesure est relevé quadri-mestriellement par le GRD.

aux fournisseurs. Cet indicateur correspond également au délai de transmission au GRT des allocations mensuelles du mois,

- le taux de relèves 6M/6M pour GrDF et 4M/4M pour Régaz sur index réel (relevés par les agents releveurs du GRD ou auto-relevés),
- le taux de traitement pendant le mois M+1 des rejets <sup>(24)</sup> du SI OMEGA de GrDF du mois M, permettant de suivre la performance des moyens mis en œuvre par GrDF pour corriger le plus rapidement possible les anomalies de son SI ;
- la qualité de la gestion contractuelle :
  - le nombre de réclamations de fournisseurs et le taux de réponse par les GRD à ces réclamations dans les 30 jours calendaires (21 jours pour Réseau GDS et 8 jours pour Vialis),
  - le taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs pour GrDF, permettant de suivre la qualité des données de périmètres contractuels présentes dans le SI

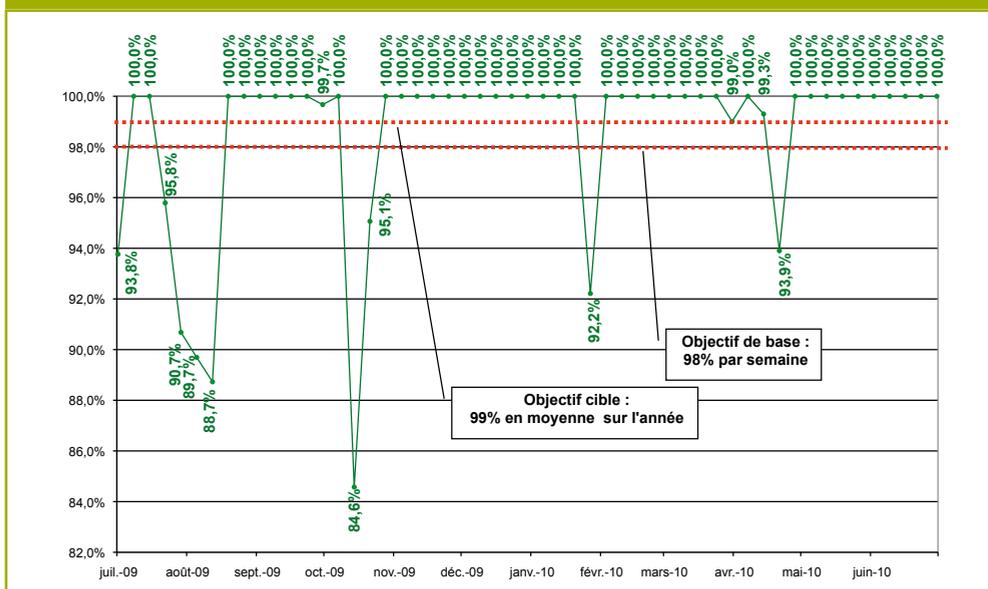
OMEGA avec la situation contractuelle réelle des fournisseurs alternatifs.

Compte tenu de leur importance pour l'activité des fournisseurs, les indicateurs relatifs à la disponibilité des portails fournisseurs, au traitement des réclamations fournisseurs et aux taux d'écart de périmètre contractuel sont incités financièrement.

En raison du retard de déploiement de leur SI, le suivi des indicateurs est incomplet pour Réseau GDS et Gaz de Barr. Réseau GDS n'a pas été en mesure de suivre le taux de disponibilité de son portail fournisseurs ni le taux de publication des relèves ]/].

(24) Un rejet correspond à un point de comptage et d'estimation qui devrait être présent dans l'outil OMEGA, mais qui en est absent. Il s'agit d'une anomalie de fonctionnement d'OMEGA, qui doit traiter en mode normal tous les points de comptage du réseau de GrDF. Un rejet empêche la prise en compte par OMEGA des données de relèves et donc leur publication.

Figure 22 - Taux de disponibilité du portail fournisseurs OMEGA de GrDF



2.1.2. Tendances générales et événements remarquables

• Disponibilité des portails fournisseurs

La disponibilité du portail fournisseurs OMEGA de GrDF conserve les très bons résultats atteints lors de la période d'analyse précédente. Le taux de disponibilité dépasse très régulièrement l'objectif de base de 98 % par semaine et atteint fréquemment le niveau maximum de 100 % de disponibilité par semaine. Avec un taux de disponibilité moyen de 98,5 % sur la durée du suivi, cet indicateur a continué son amélioration par rapport à l'année précédente (98,3 % en moyenne) mais l'objectif cible de 99 % de disponibilité sur l'année n'est pas atteint.

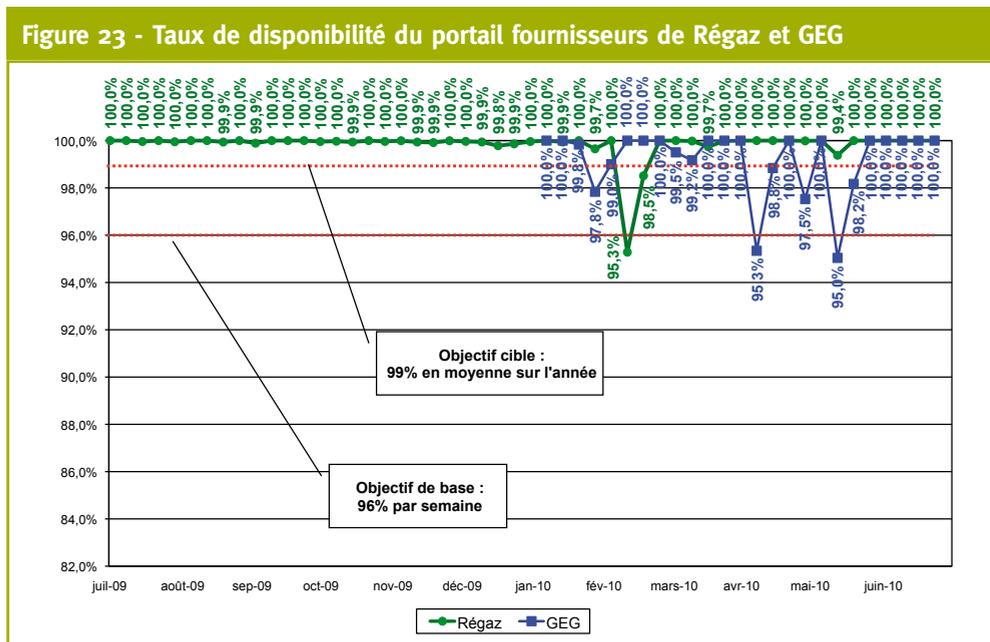
Durant la période du suivi, des incidents techniques ou des mises en production de nouvelles versions du portail fournisseurs OMEGA ont dégradé le taux de disponibilité du portail

jusqu'à l'amener en dessous de l'objectif de base de 98 % de disponibilité par semaine.

La disponibilité du portail fournisseurs de Régaz et de GEG est très bonne, voire excellente pour Régaz, à l'exception de quelques dysfonctionnements de système d'information.

Pour Régaz, le taux de disponibilité atteint quasi systématiquement le niveau maximum de 100 % de disponibilité par semaine. Avec un taux de disponibilité moyen de 99,8 % sur la durée du suivi, l'objectif cible de 99 % de disponibilité sur l'année est dépassé.

Concernant GEG, l'objectif de base de 96 % par semaine est fréquemment dépassé, à l'exception de trois semaines où l'hébergeur du portail a eu des problèmes de connexion. Le taux de disponibilité du portail atteint régulièrement le niveau maximum de 100 % de disponibilité par semaine. Si ces résultats se maintiennent, l'objectif cible de 99 % de disponibilité sur l'année sera atteint.



• **Relèves J/J-J/M, M/M et 6M/6M :  
taux et délais de publication**

Les taux de publication sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF des données de relèves poursuivent leur amélioration et atteignent d'excellents résultats, supérieurs à 99,7 % en fin de période quel que soit le type de relève considéré, à l'exception d'une dégradation ponctuelle pour le taux de publication des relèves J/J-J/M en septembre et en octobre 2009 où il a atteint un minimum de 98,2 %. Ce taux pour les relèves J/J-J/M est plus volatil en raison du faible nombre de consommateurs finals à relève J/J-J/M (environ 3 000 clients).

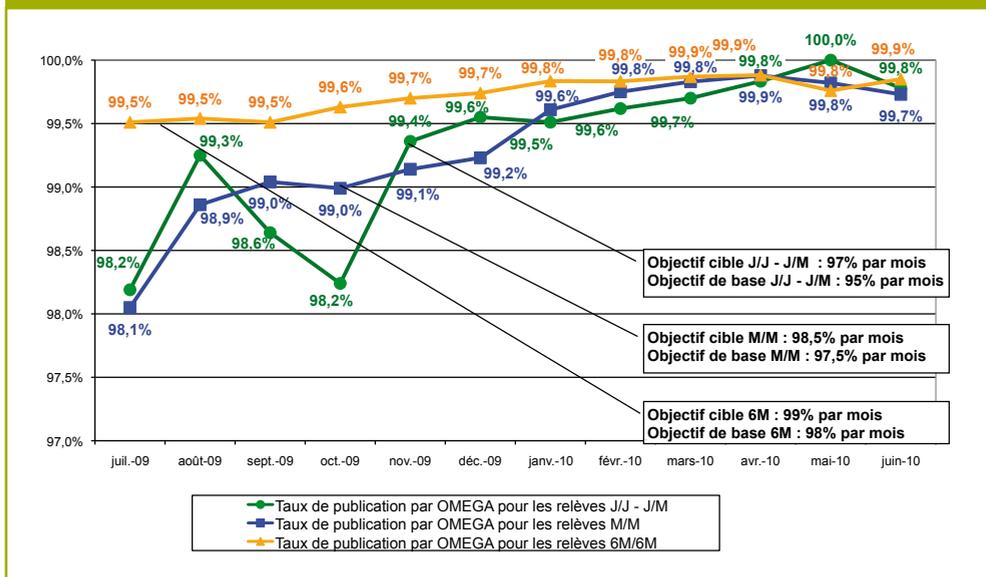
Si cette amélioration concerne tous les types de relèves, elle reste beaucoup plus marquée pour les relèves J/J-J/M et les M/M, dont les taux de publication étaient respectivement de 98,2 % et 98,1 % en juillet 2009 et atteignent 99,8 % et 99,7 % en juin 2010. Ces bons résultats ont un impact bénéfique sur l'activité opérationnelle des fournisseurs.

Les mauvais résultats enregistrés par les taux de publication au début de l'utilisation d'OMEGA en 2007 et 2008 (25) ont fortement pénalisé les fournisseurs alternatifs et incité GrDF à mettre en place à l'été 2008, à la demande des fournisseurs et de la CRE, une équipe spécifique centrée sur les efforts prioritaires à produire pour résoudre ces problèmes. Des ressources supplémentaires ont été déployées, les gestes métiers ont été améliorés avec une responsabilisation des acteurs saisissant les données dans le SI. En outre, les procédures et modes opératoires de traitement des rejets ont été accélérés et simplifiés, des développements supplémentaires pour permettre le traitement automatique des rejets ont été réalisés et des priorisations dans le traitement des anomalies ont été effectuées, en accord avec les fournisseurs.

Ces actions ont permis de réduire considérablement le nombre de rejets dans OMEGA, qui est

(25) En juillet 2008 : 98,1 % pour les relèves 6M/6M, 95,2 % pour les relèves M/M, 89,4 % pour les relèves J/J-J/M.

**Figure 24 - Taux de publication par le portail OMEGA de GrDF des relèves J/J-J/M, M/M et 6M/6M**



passé d'environ 190 000 rejets en juillet 2008 à environ 4 000 rejets en août 2010, se traduisant par l'amélioration des taux de publication des relèves J/J-J/M et M/M.

Compte tenu des très bons résultats obtenus sur ces indicateurs, GrDF va recevoir un bonus de 581 k€.

Le délai de publication pour les fournisseurs des relèves J/J-J/M et M/M et de transmission au GRT des allocations mensuelles de Régaz s'améliore très légèrement sur la durée du suivi grâce aux actions menées par le GRD pour renforcer la communication avec le GRT d'une part, et pour optimiser ses processus de traitement des données d'autre part (traitement prioritaire des données envoyées par le GRT pour le calcul des allocations et amélioration du délai de constitution du fichier des données de télérelèves). Il est de 8 jours ouvrés par mois en moyenne, à l'exception du mois d'août 2009 où il a atteint 10 jours ouvrés et du mois de février 2010 où il a atteint le maximum de 11 jours ouvrés en raison de problèmes informatiques.

• **Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs**

La conformité des données de périmètre contractuel présentes dans le SI OMEGA de GrDF avec la situation contractuelle réelle des fournisseurs s'est très fortement améliorée depuis juillet 2008 où le taux était de 5,08 %<sup>(26)</sup>. Grâce aux efforts constants de GrDF, il s'améliore également fortement sur la période du suivi et atteint un excellent résultat de 0,16 % en juin 2010. Les résultats de l'indicateur sont supérieurs à l'objectif de base de 1 % par mois et dépassent l'objectif cible de 0,5 % par mois depuis décembre 2009.

La nette amélioration de ce taux résulte des actions menées par GrDF pour traiter les rejets (traitement automatique et formation du personnel).

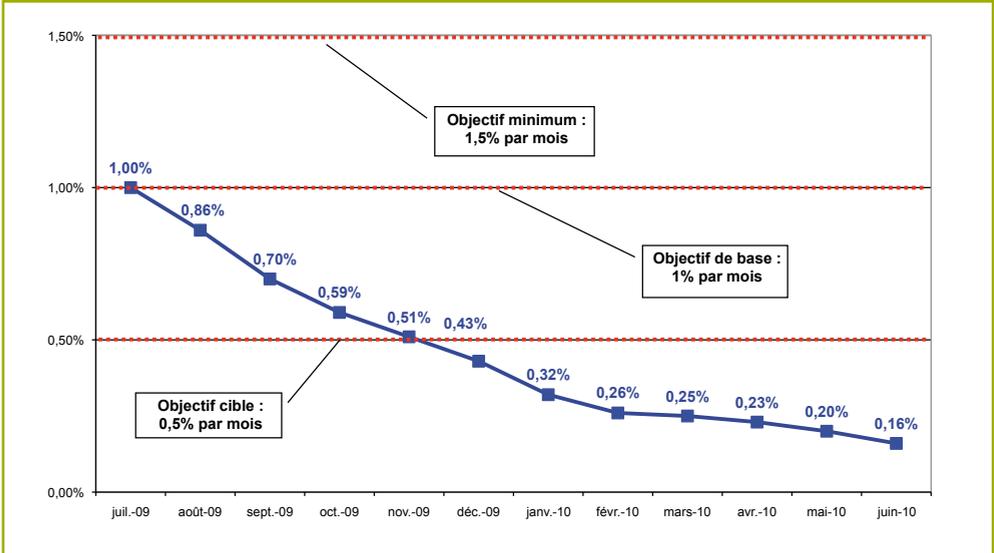
Compte tenu des très bons résultats obtenus sur cet indicateur, GrDF va recevoir un bonus de 700 k€.

(26) Dans une situation parfaite où il n'y a aucun écart entre les données présentes dans le SI OMEGA de GrDF et la situation contractuelle des fournisseurs, le taux d'écart de périmètre contractuel est nul.

**Figure 25 - Délai de publication par Régaz des relèves J/J-J/M et M/M aux fournisseurs et de transmission des allocations mensuelles au GRT**



**Figure 26 - Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs de GrDF**

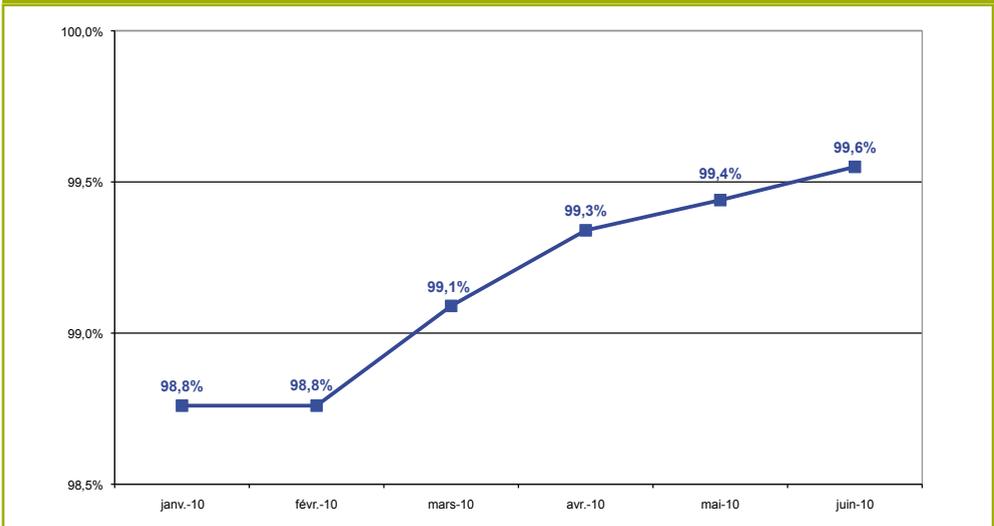


• *Taux de traitement des rejets du mois M en M+1*

Le taux de traitement des rejets par GrDF s'améliore sur la période du suivi depuis le mois de mars 2010 : il passe de 98,8 % en janvier 2010 à 99,6 % en juin 2010 où il atteint son maximum.

De même que pour le taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs, ce taux progresse grâce aux actions menées par GrDF pour améliorer le traitement des rejets.

**Figure 27 - Taux de traitement des rejets du mois sur le mois suivant de GrDF**



• **Reclamations des fournisseurs: délai et taux de réponse dans les 30 jours calendaires**

Une augmentation du nombre de réclamations des fournisseurs actifs sur le réseau de GrDF de 20 % est observée par rapport à l'année précédente, due à un suivi plus fin des réclamations par les fournisseurs. Une grande majorité de réclamations concernent les données de comptage et les prestations. Par ailleurs, une baisse du nombre de réclamations peut être observée au 2<sup>e</sup> trimestre 2010 et est liée aux actions menées par GrDF pour améliorer la performance du processus de relevés des compteurs et de calcul des énergies pour les consommateurs finals à relève semestrielle.

Le taux de réponse par GrDF aux réclamations dans les 30 jours calendaires atteint un bon niveau de 97,6 % en juin 2010. Le taux moyen de 97,7 % sur l'année reste globalement stable par rapport à l'année précédente avec 97,6 %, malgré l'augmentation conséquente de 20 % du nombre de réclamations fournisseurs. Cette aug-

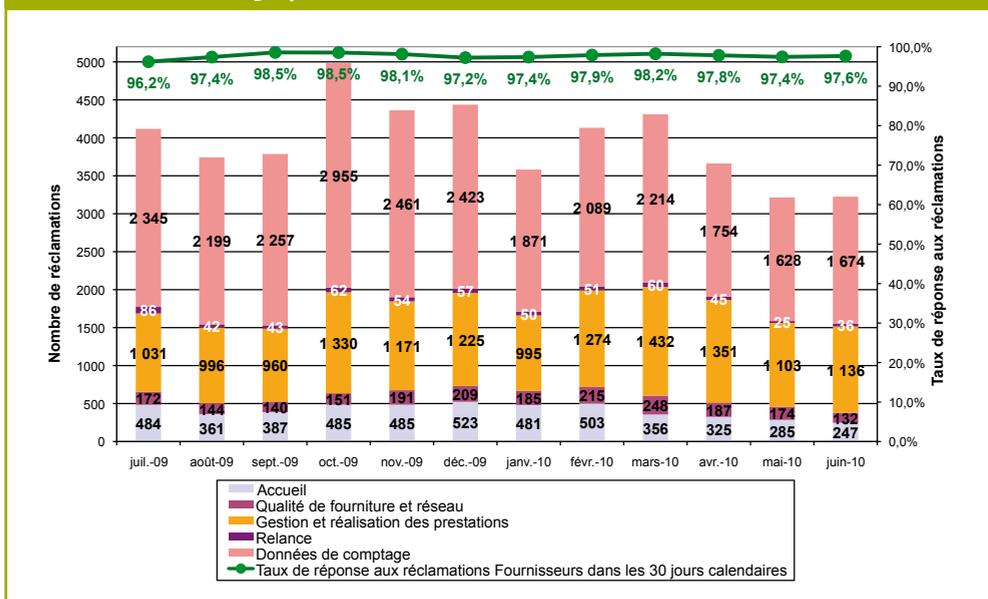
mentation a engendré par ailleurs une hausse de 12 % du montant des indemnités liées aux réclamations fournisseurs non traitées dans les délais.

Les délais de traitement des réclamations fournisseurs sont satisfaisants pour Réseau GDS et GEG. Les résultats sont contrastés pour Régaz. Certains mois, ces trois ELD n'ont reçu aucune réclamation de fournisseurs, ce qui explique l'absence de certaines valeurs.

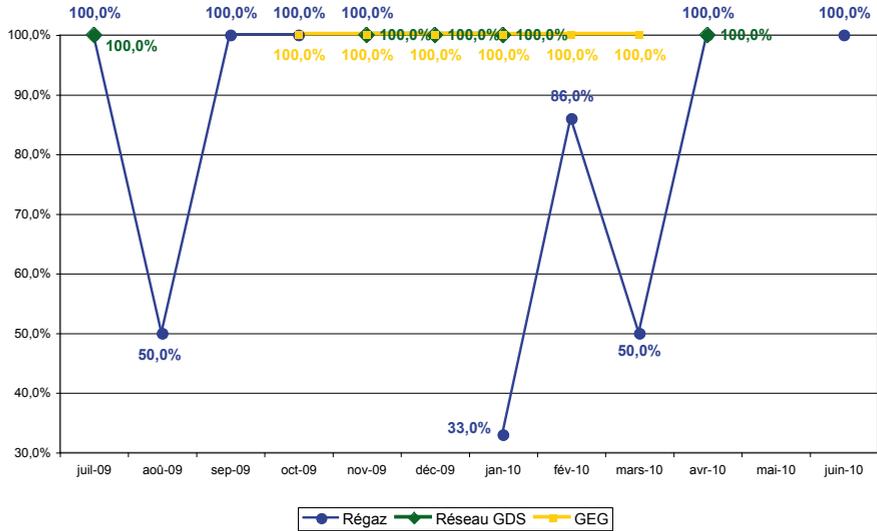
Selon Régaz, des problèmes d'organisation en interne ont légèrement dégradé la gestion des réclamations. Les faibles volumes de réclamations expliquent également la volatilité de cet indicateur. Des mesures correctives ont été mises en place par Régaz afin d'assurer la continuité du service et ainsi améliorer les délais de traitement des réclamations.

Les cinq autres ELD (Vialis, Gédia, Caléo, Gaz de Barr et Veolia) n'ont comptabilisé aucune réclamation de fournisseurs sur la durée du suivi.

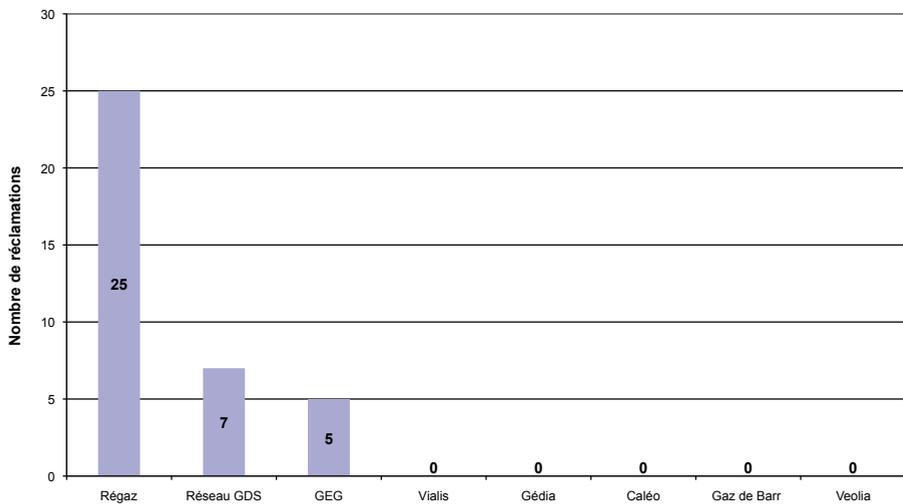
**Figure 28 - Réclamations de fournisseurs GrDF: nombre et taux de réponse dans les 30 jours calendaires**



**Figure 29 - Réclamations de fournisseurs ELD: taux de réponse dans les 30 jours calendaires**



**Figure 30 - Réclamations de fournisseurs ELD: nombre du 01/07/09 au 30/06/10**



• **Taux de relève 6M/6M (4M/4M) sur index réel**

Le taux de relèves 6M/6M sur index réel de GrDF est globalement constant sur la période du suivi et maintient le bon résultat atteint la période précédente. Le taux moyen de 96,5 % d'index réels pris en compte est légèrement supérieur au taux moyen de l'année précédente (96,2 %) avec un taux maximum de 96,7 % atteint en mars 2010 et un taux minimum de 96,2 % atteint en janvier 2010.

À compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010, le suivi du taux de relèves 6M/6M sur index réel de GrDF devient mensuel et porte uniquement sur le gaz.

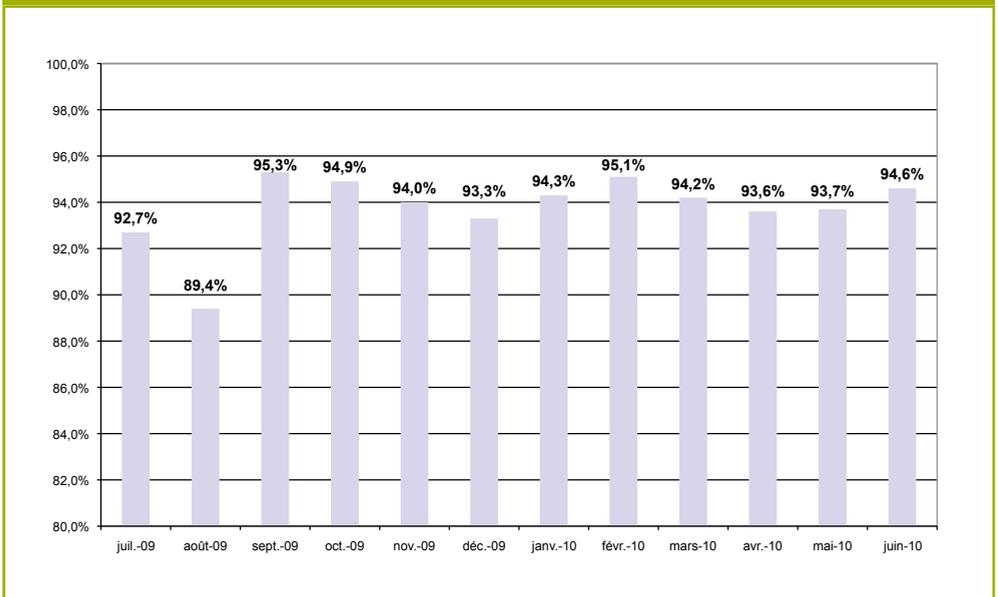
Pour Régaz, le taux de relèves 4M/4M sur index réel est constant à un bon niveau depuis septembre 2009. Le taux moyen est de 93,8 % d'index réels pris en compte avec un taux maximum de 95,3 % atteint en septembre 2009 et un minimum de 84,9 % en août 2009.

**2.1.3. Bilan sur les incitations financières**

Les GRD sont incités financièrement sur les résultats des quatre indicateurs suivants :

- l'indicateur relatif à la disponibilité du portail fournisseurs OMEGA a engendré sur la période du suivi une pénalité globale de 90 000 € ;
- l'indicateur relatif au taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs a engendré un bonus de 700 000 € pour GrDF ;
- les indicateurs relatifs aux taux de publication sur le portail fournisseurs OMEGA des données de relèves ont engendré sur la période du suivi un bonus global de 581 600 € pour GrDF ;
- l'indicateur relatif au taux de réponse par le GRD aux réclamations fournisseurs dans les 30 jours calendaires a engendré (à raison de 25 € de pénalité par réclamation non traitée dans les 30 jours calendaires et signalée par le fournisseur concerné) :
  - pour GrDF : une pénalité globale de 27 175 €,
  - pour Régaz : une pénalité globale de 125 €.

**Figure 31 - Taux de relèves 4M/4M sur index réel de Régaz**



Les montants liés au versement d'un bonus viendront augmenter le tarif d'un opérateur. À l'inverse, les montants liés à des pénalités viendront diminuer son tarif.

#### 2.1.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service

Les évolutions suivantes ont été apportées au dispositif de suivi de la qualité de service des GRD au 1<sup>er</sup> juillet 2010 :

- étant donnés les bons résultats atteints, afin de maintenir, voire de poursuivre l'amélioration engagée, les objectifs de six indicateurs ont été réévalués :
  - pour GrDF :
    - > concernant les taux de publication par OMEGA des relèves :
      - les objectifs de base de 95 % par mois pour les relèves J/J-J/M, de 97,5 % par mois pour les relèves M/M et de 98 % par mois pour les relèves 6M ont été réévalués respectivement à 99 % par mois, 99 % par mois et 99,6 % par mois ;
      - les objectifs cibles de 97 % par mois pour les relèves J/J-J/M, de 98,5 % par mois pour les relèves M/M et de 99 % par mois pour les relèves 6M ont été réévalués respectivement à 99,8 % par mois, 99,9 % par mois et 99,9 % par mois ;
    - > concernant le taux d'écart de périmètre contractuel, les objectifs minimum de 1,5 % par mois, de base de 1 % par mois et cible de 0,5 % par mois ont été réévalués respectivement à 1 % par mois, 0,5 % par mois et 0,1 % par mois ;
    - > concernant le taux de traitement des rejets du mois M en M+1, l'objectif de 100 % par mois a été remplacé par un objectif de base de 98,5 % par mois et un objectif cible de 99,5 % par mois ;
  - pour Régaz, l'objectif de base de 96 % par semaine pour le taux de disponibilité du portail fournisseurs a été réévalué à 99 % par semaine
- et l'objectif cible de 99 % par an a été réévalué à 99,5 % par semestre ;
- le montant des incitations financières de deux indicateurs a été défini :
  - pour le taux de traitement par GrDF des rejets du mois M en M+1 à 20 000 € de pénalité par point en dessous de l'objectif de base et 20 000 € de bonus par point au-dessus de l'objectif cible ;
  - pour le taux de disponibilité des portails fournisseurs à :
    - > pour Régaz : 1 000 € de pénalité par semaine en dessous de l'objectif de base et 5 000 € de bonus par semestre au-dessus de l'objectif cible ;
    - > pour GEG : 200 € de pénalité par semaine en dessous de l'objectif de base et 2 000 € de bonus par année au-dessus de l'objectif cible ;
- afin d'affiner le suivi de la qualité des données de relèves, deux nouveaux indicateurs sont introduits :
  - pour tous les GRD à l'exception de Gaz de Barr, le taux d'absence des clients à relève semestrielle lors du relevé trois fois et plus (deux fois et plus pour GEG, une fois et plus pour Veolia) ;
  - pour tous les GRD, le taux des contestations d'index aboutissant à une correction ;
- pour s'assurer que les délais de traitement des réclamations fournisseurs sont satisfaisants et qu'ils permettent aux fournisseurs de répondre dans des délais raisonnables aux réclamations de leurs clients :
  - pour tous les GRD, le taux de réponse aux réclamations fournisseurs dans les 15 jours calendaires (ou 8 jours calendaires pour Vialis) remplace le taux de réponse aux réclamations fournisseurs dans les 30 jours calendaires et est incité financièrement ;
  - le suivi des réclamations des fournisseurs traitées dans un délai supérieur à 3 mois est introduit pour GrDF et pour les ELD, est intro-

duit le suivi du délai moyen de traitement des réclamations fournisseurs non traitées dans les 15 jours calendaires (ou 8 jours calendaires pour Vialis) ;

- le périmètre de suivi de la qualité de service des ELD est harmonisé et les fréquences de calcul des indicateurs homogénéisées pour une plus grande cohérence et transparence du suivi.

### 2.1.5. Synthèse

Les GRD suivent la quasi-totalité des indicateurs liés à la qualité des relations entre les GRD et les fournisseurs prévus par les tarifs ATRD3.

Compte tenu des difficultés constatées dans le passé pour GrDF dans ce domaine essentiel pour le bon fonctionnement du marché, la CRE a fixé à cet opérateur des objectifs d'amélioration ambitieux assortis d'incitations financières importantes.

Le bilan pour cette année est très positif. Tous les indicateurs atteignent des résultats satisfaisants (traitement des réclamations fournisseurs, qualité des relèves semestrielles), au-delà des objectifs pour certains d'entre eux (disponibilité des portails fournisseurs, publication des relèves par GrDF, écart de périmètre contractuel pour GrDF, traitement des rejets par GrDF).

Ces bons résultats ont généré 1,2 M€ de bonus pour GrDF sur la période du suivi. Afin

d'assurer la poursuite de ces bons résultats, les objectifs de base et les objectifs cibles ont été réévalués concernant :

- les taux de publication des relèves par le portail fournisseurs OMEGA de GrDF, le taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs et le taux de traitement des rejets du mois M en M+1 ;
- le taux de disponibilité du portail fournisseurs pour Régaz.

En outre, les incitations financières ont été définies pour le taux de traitement des rejets du mois M en M+1 et pour les taux de disponibilité des portails fournisseurs de Régaz et de GEG sur la base des historiques disponibles.

Pour tous les GRD, le taux de réponse aux réclamations fournisseurs dans les 15 jours calendaires (ou 8 jours calendaires pour Vialis) remplace le taux de réponse aux réclamations fournisseurs dans les 30 jours calendaires.

## 2.2. Relation entre les GRT et les expéditeurs

### 2.2.1. Présentation et enjeu

Les GRT ont mis en place des portails internet (portail ECT<sup>(27)</sup> de GRTgaz, portail Tétra de TIGF) qui centralisent une grande partie des échanges d'informations quotidiens avec les expéditeurs. Ces outils permettent, par exemple, de gérer les nominations quotidiennes des expéditeurs

(demandes d'acheminement de quantités de gaz sur un réseau de transport) auprès du GRT, de publier les quantités de gaz effectivement acheminées sur les réseaux de transport ou d'effectuer les réservations de capacités. La disponibilité de ces portails a des effets directs sur la qualité des échanges entre les GRT et les expéditeurs et, par voie de conséquence, sur l'activité quotidienne des expéditeurs-fournisseurs actifs en France.

(27) ECT (Espace Client Transport) : site internet sécurisé mis à disposition des expéditeurs par GRTgaz.

Pour les réseaux de transport, les quantités d'énergie livrées aux consommateurs finals sont mesurées quotidiennement et le plus souvent télérelevées par les GRT. Les GRT mettent à disposition de chaque expéditeur, dans des délais précisés dans le contrat d'acheminement transport liant le GRT et l'expéditeur :

- quotidiennement : les mesures « provisoires » de la veille des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés aux réseaux de transport ;
- mensuellement : les mesures « définitives » du mois passé des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés aux réseaux de transport, prenant en compte les éventuelles corrections d'anomalie de comptage ou de redressement ayant eu lieu pendant le mois.

Ces données de consommation sont indispensables aux expéditeurs car elles leur permettent :

- quotidiennement : de connaître la meilleure estimation de leur bilan gazier de la veille et d'ajuster ainsi leurs nominations pour le lendemain ;
- mensuellement : de vérifier la facture du GRT sur la base de données définitives mais aussi de facturer leurs propres consommateurs finals raccordés aux réseaux de transport.

De même, la rapidité de traitement par les GRT des demandes des expéditeurs de réservation de capacités sur le réseau de transport principal (correspondant aux quantités maximales d'énergie qu'un GRT s'engage à acheminer ou livrer en un point) a, elle aussi, des effets sur l'activité opérationnelle des expéditeurs : une réponse rapide d'un GRT à une demande de réservation de capacité limite les incertitudes pour l'expéditeur et lui permet d'organiser plus rapidement son schéma d'approvisionnement.

Ainsi, la qualité des relations entre les GRT et les expéditeurs est analysée selon les trois axes suivants :

- la disponibilité du portail internet des GRT : l'indicateur mis en place permet de suivre le nombre d'heures de disponibilité du portail de chaque GRT par mois, rapporté au nombre d'heures d'ouverture prévu ;
- la qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport : l'indicateur mis en place permet de suivre la conformité des mesures « provisoires » avec les mesures « définitives », en calculant l'écart entre ces deux types de mesures ;
- le délai de traitement par les GRT des demandes des expéditeurs de réservation de capacité sur le réseau principal : l'indicateur mis en place permet de suivre le délai de traitement moyen par mois.

Compte tenu de l'importance de la disponibilité des portails des GRT sur l'activité opérationnelle des expéditeurs et de la qualité des relèves provisoires pour l'activité des expéditeurs, ces deux indicateurs sont incités financièrement.

### 2.2.2. Tendances générales et événements remarquables

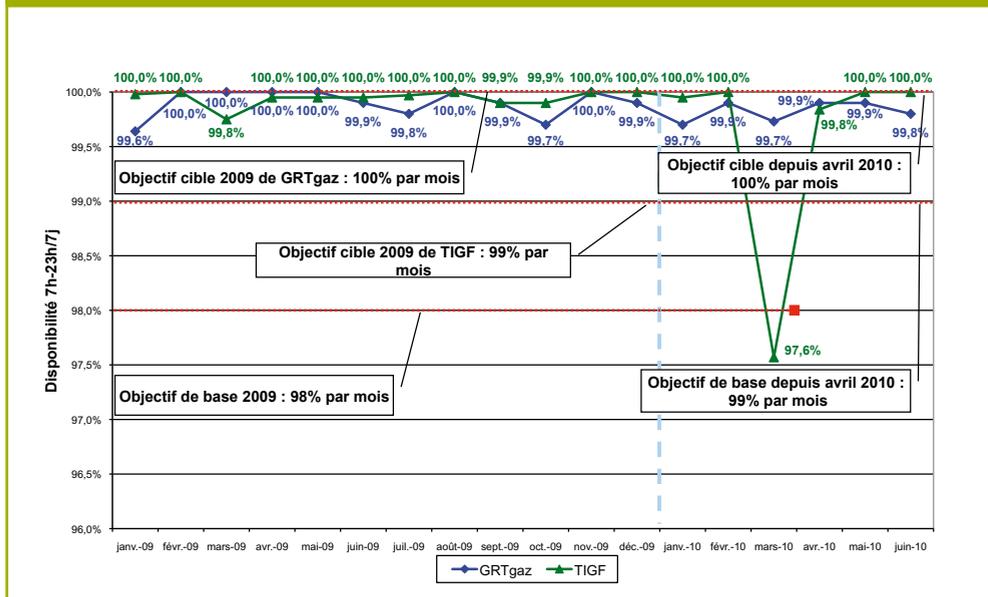
#### • *Taux de disponibilité du portail des GRT*

La disponibilité du portail des deux GRT (ECT de GRTgaz et Tétra de TIGF) est très satisfaisante.

En 2009, elle dépasse systématiquement l'objectif de base de 98 % de disponibilité par mois fixé par le tarif ATRT4. Les objectifs cibles, de 100 % de disponibilité par mois pour GRTgaz et de 99 % de disponibilité par mois pour TIGF, ont été atteints 6 mois sur 12 par GRTgaz et chaque mois par TIGF.

Pour prendre en compte ces bons résultats, les objectifs des GRT ont été réévalués à partir du 1<sup>er</sup> avril 2010. Pour les deux GRT, les objectifs de base et cible sont respectivement passés à 99 et 100 %. Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, le taux de

Figure 32 - Taux de disponibilité du portail des GRT



disponibilité des portails est resté très satisfaisant. L'objectif de base est toujours atteint, sauf en mars 2010 pour TIGF. TIGF atteint l'objectif cible 4 mois sur 6. GRTgaz ne parvient pas à atteindre l'objectif cible (100 %) sur ce semestre. Le taux de disponibilité de son portail ne descend cependant jamais en dessous de 99,7 %.

- **Conformité des quantités de gaz télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport**

La qualité des mesures provisoires des quantités de gaz télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés aux réseaux de transport, transmises quotidiennement par le GRT aux expéditeurs, s'améliore progressivement depuis le début de son suivi, le 1<sup>er</sup> janvier 2009.

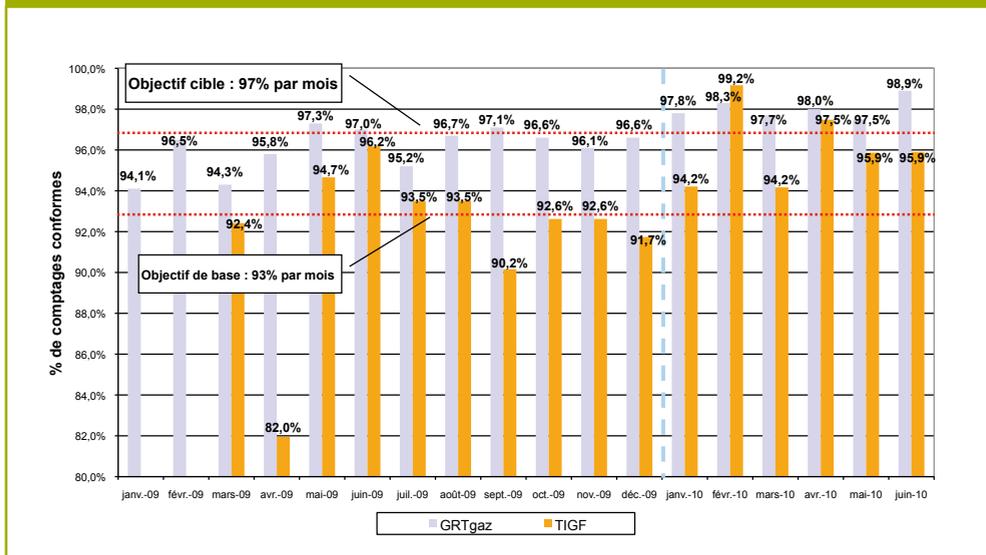
En 2009, GRTgaz dépasse systématiquement l'objectif de base de 93 % de comptages conformes <sup>(28)</sup> et atteint l'objectif cible de 97 %

durant 3 mois. Le taux de conformité moyen de GRTgaz est de 96,1 % sur l'année. TIGF n'atteint, quant à lui, l'objectif de base que durant 4 mois en 2009, ce qui génère des pénalités pour lui. Sur l'année, son taux de conformité moyen n'est que de 91,8 %.

Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, les deux GRT améliorent très notablement leurs performances. GRTgaz dépasse systématiquement l'objectif cible, avec un taux de conformité moyen de 98 %. TIGF atteint l'objectif durant 2 mois. Son taux de conformité moyen est de 96,1 %.

(28) Comptage conforme : un comptage est conforme sur un mois s'il n'y a pas plus de 5 jours du mois pour lesquels l'écart en valeur absolue entre la mesure provisoire et la mesure définitive de la quantité livrée ce jour est strictement supérieur à 1 %.

**Figure 33 - Qualité des mesures des quantités de gaz télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport**



- *Délai moyen de traitement par les GRT des demandes des expéditeurs de réservation de capacité sur le réseau principal*

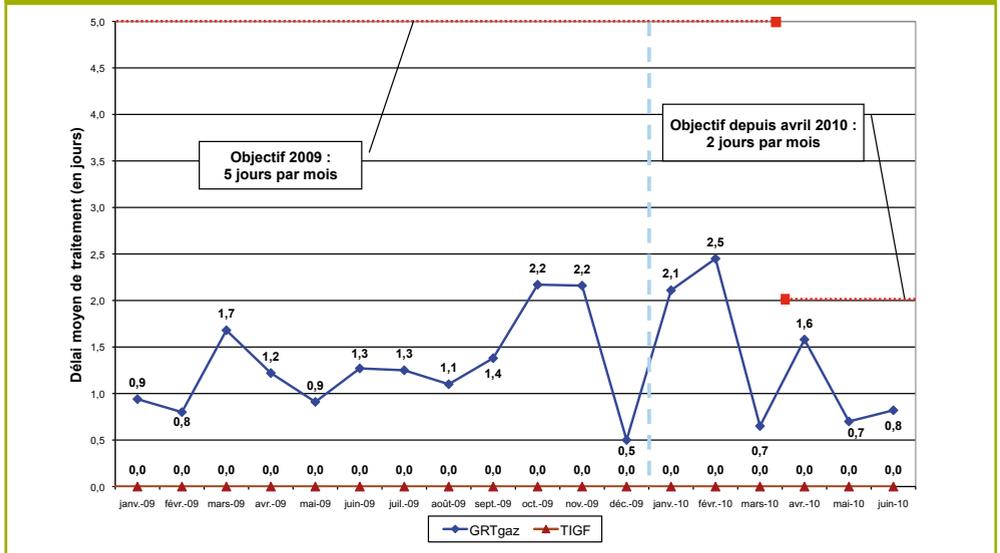
En 2009 comme au 1<sup>er</sup> semestre 2010, les demandes des expéditeurs de réservation de capacité sur le réseau principal ont été traitées dans un délai moyen mensuel systématiquement inférieur à l'objectif fixé par le tarif. Jusqu'au mois de mars 2010, l'objectif était un délai moyen de traitement inférieur à 5 jours. Sur cette période, le délai de traitement par le GRT a toujours été inférieur à la journée pour TIGF, et en moyenne de 1,4 jour pour GRTgaz. Depuis le mois d'avril 2010, le délai objectif est passé à 2 jours. Sur cette période, les deux GRT dépassent cet objectif systématiquement. Le délai est toujours inférieur à la journée pour TIGF et est en moyenne de 1 jour pour GRTgaz.

### 2.2.3. Bilan sur les incitations financières

GRTgaz et TIGF sont incités financièrement sur les résultats des deux indicateurs suivants :

- en 2009, l'indicateur relatif au taux de disponibilité du portail internet des GRT a engendré 600 000 € de bonus pour GRTgaz, qui vont venir augmenter le tarif de GRTgaz (l'objectif cible de 100 % de disponibilité par mois pour GRTgaz a été atteint 6 mois sur 12). Le portail Tétra de TIGF étant entré en service à la fin de l'année 2008, l'incitation financière portant sur la disponibilité de ce portail n'est entrée en vigueur qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010. Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, cet indicateur engendre un bonus pour TIGF, à hauteur de 88 000 €. GRTgaz ne perçoit quant à lui pas de bonus.

Figure 34 - Délai moyen de traitement par les GRT des demandes des expéditeurs de réservation de capacité sur le réseau principal



- en 2009, l'indicateur relatif à la qualité des quantités de gaz télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés aux réseaux de transport a engendré 40 000 € de bonus pour GRTgaz et 206 125 € de pénalité pour TIGF, qui vont venir respectivement augmenter le tarif de GRTgaz et diminuer le tarif de TIGF. Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, un bonus est engendré pour les deux GRT, 620 000 € pour GRTgaz et 66 250 € pour TIGF.

#### 2.2.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service

Les taux de disponibilité des portails des GRT atteignent des niveaux difficilement améliorés

en 2009 et au 1<sup>er</sup> semestre 2010. Le suivi de cet indicateur doit dorénavant viser à maintenir ce niveau de disponibilité plutôt qu'à l'améliorer. Aussi, l'incitation financière sur cet indicateur sera réduite lors de la mise à jour tarifaire qui entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2011.

La conformité des quantités de gaz télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport s'est significativement améliorée au 1<sup>er</sup> semestre 2010 par rapport à l'année 2009. La mise à jour tarifaire du 1<sup>er</sup> avril 2011 fixera des objectifs plus élevés pour maintenir une incitation au progrès.

### 2.2.5. Synthèse

Les trois indicateurs de suivi de la qualité des relations entre les GRT et les expéditeurs sont suivis depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009 conformément aux tarifs par les GRT.

La disponibilité des portails ECT de GRTgaz et Tétra de TIGF est très satisfaisante en 2009 comme au 1<sup>er</sup> semestre 2010, l'objectif de base étant presque systématiquement dépassé et l'objectif cible régulièrement atteint.

La qualité des données de relèves aux points de livraison des consommateurs raccordés aux réseaux de transport transmises par GRTgaz aux expéditeurs s'améliore progressivement depuis début 2009 jusqu'au 1<sup>er</sup> semestre 2010. Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, les deux GRT dépassent systématiquement l'objectif de base et dépassent régulièrement l'objectif cible, ce qui n'était pas le cas en 2009.

Les délais de traitements par TIGF et GRTgaz des demandes des expéditeurs de réservation de capacité sur le réseau principal sont eux aussi satisfaisants. En 2009, et de

janvier à mars 2010, l'objectif de 5 jours en moyenne est toujours dépassé. À partir d'avril 2010, le nouvel objectif de 2 jours est également dépassé par les deux GRT.

Les deux indicateurs incités financièrement (le taux de disponibilité du portail des GRT et la conformité des mesures provisoires aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport) ont engendré, en 2009, 640 000 € de bonus pour GRTgaz, qui vont venir augmenter son tarif et 206 125 € de pénalité pour TIGF, qui vont venir diminuer son tarif. Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, ces mêmes indicateurs ont engendré des bonus de 620 000 € pour GRTgaz et de 154 250 € pour TIGF.

Lors de la prochaine mise à jour du dispositif de suivi de la qualité de service des GRT, le niveau d'incitation de l'indicateur de suivi de la disponibilité des portails sera diminué. Les objectifs de conformité des quantités de gaz télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport seront revus à la hausse.

## 2.3. Respect par les GRT de leur programme de maintenance

### 2.3.1. Présentation et enjeux

Dans le cadre de leurs missions d'exploitation et de développement des réseaux de transport, les GRT effectuent régulièrement des opérations de maintenance, des essais ou bien des extensions de leur réseau. Si les GRT s'efforcent d'effectuer ces opérations dans des conditions minimisant leurs conséquences sur les utilisateurs des réseaux, elles peuvent néanmoins conduire les GRT à limiter l'acheminement des quantités de gaz en certains points

de leur réseau : on parle alors de réduction des capacités journalières.

Afin de permettre aux expéditeurs d'anticiper les conséquences de ces réductions liées aux maintenances sur leur schéma d'approvisionnement, les GRT publient :

- en début d'année : un programme prévisionnel de maintenance annuel détaillant ces réductions ;
- au plus tard 2 mois avant la date de début des opérations : un programme prévisionnel de maintenance actualisé ;
- au plus tard 5 jours ouvrés avant le début des opérations : une notification pour chaque expéditeur, précisant dans quelle mesure et

pour quelle durée l'acheminement du gaz est affecté, notamment les jours et les heures d'interruption.

Le non-respect par les GRT des programmes de maintenance publiés a des conséquences très concrètes sur l'activité opérationnelle des expéditeurs, dans la mesure où il remet en cause les schémas d'approvisionnement de ces derniers, créant ainsi de l'incertitude pour les expéditeurs.

La qualité des programmes de maintenance des GRT et leurs conséquences sur l'activité des expéditeurs sont analysées suivant les deux axes suivants :

- la réduction des capacités disponibles (ou taux de disponibilité des capacités) : l'indicateur mis en place permet de suivre le rapport entre la capacité ferme mise à disposition lors des travaux et la capacité technique sans travaux ;
- le respect par les GRT de leurs programmes prévisionnels de maintenance annuels et actualisés 2 mois avant les travaux : ces deux indicateurs mis en place permettent de suivre la variation de la capacité mise à disposition entre le programme prévisionnel de maintenance et le programme de maintenance effectivement réalisé.

Conformément aux règles tarifaires du tarif ATRT<sub>4</sub>, les GRT ont déjà mis en œuvre l'indicateur suivant le taux de disponibilité des capacités et l'indicateur mesurant le respect du programme de maintenance publié en début d'année. La mise en œuvre du 3<sup>e</sup> indicateur mesurant le respect du programme de maintenance publié 2 mois avant les travaux a été réalisé au 1<sup>er</sup> semestre 2010 par GRTgaz et est prévue au 2<sup>nd</sup> semestre 2010 chez TIGF. Ces indicateurs sont suivis pour les points suivants :

- les points d'interconnexion avec les réseaux de transport étrangers ;
- la liaison entre la zone d'équilibrage Nord et la zone d'équilibrage Sud de GRTgaz ;
- l'interface entre le réseau de GRTgaz et le réseau de TIGF ;

- les interfaces avec les terminaux méthaniers et les stockages.

### 2.3.2. Tendances générales et événements remarquables

En 2009, le respect des programmes annuels de maintenance a été satisfaisant. En moyenne, sur la période de réalisation des maintenances, les taux de respect sont généralement supérieurs à 95 % pour tous les types de points, chez GRTgaz comme chez TIGF.

Chez GRTgaz, les deux points où le programme annuel de maintenance a été le moins bien respecté sont :

- l'interface GRTgaz-TIGF dans le sens Sud vers Nord, où le taux de respect du programme est tombé à 33 % en juin 2009, mais les capacités disponibles ont finalement été supérieures à ce qui était anticipé ;
- la liaison Nord-Sud, dans le sens Nord vers Sud, où le taux de respect du programme est tombé à 54 % en juin 2009. Là encore, les capacités finalement mises à disposition étaient supérieures à celles anticipées par le programme.

Des réductions de capacité non anticipées par le programme annuel de maintenance sont intervenues à l'interface avec les stockages en octobre 2009. Le taux de disponibilité de ces capacités est néanmoins resté satisfaisant.

Chez TIGF, les deux points où le programme de maintenance annuel est le moins bien respecté sont le point d'interface avec le réseau espagnol de Larrau (en juin 2009) et l'interface avec GRTgaz, dans le sens Sud vers Nord (en mai 2009). Dans ces deux cas, la capacité finalement disponible était supérieure à celle anticipée dans le programme de maintenance.

Les GRT font le choix de publier des programmes de maintenance prenant en compte différents aléas. Les corrections du programme s'effec-

tuent donc généralement à la hausse, une fois ces aléas levés.

Concernant l'année 2010, la période de maintenance du réseau ne commence qu'en avril. Seuls trois mois de maintenance (d'avril à juin) sont donc étudiés dans le présent rapport. Il n'est donc pas possible de tirer, dès à présent, des enseignements importants sur l'évolution des indicateurs de maintenance en 2010.

Néanmoins, les tendances constatées en ce début d'année 2010 sont conformes à celles observées en 2009. Les indicateurs atteignent

des niveaux satisfaisants. Les points où le programme de maintenance est le moins bien respecté sont les mêmes que précédemment :

- la liaison Nord-Sud, l'interface GRTgaz Sud-TIGF et l'interface avec les stockages chez GRTgaz ;
- l'interface GRTgaz Sud-TIGF chez TIGF.

Chez les deux opérateurs, le programme de maintenance annuel a tendance à minorer la capacité effectivement mise à disposition à la liaison Nord-Sud de GRTgaz et à l'interface GRTgaz-TIGF.

### **3. QUALITÉ DES ÉCHANGES ENTRE LES OPÉRATEURS DANS LE CADRE DU CALCUL DES ALLOCATIONS DES QUANTITÉS DE GAZ À L'INTERFACE TRANSPORT/DISTRIBUTION**

Les quantités de gaz acheminées par les GRT pour le compte des expéditeurs et à destination des fournisseurs sont livrées à ces derniers en entrée des réseaux de distribution raccordés au réseau de transport. Ces quantités de gaz sont ensuite acheminées sur les réseaux de distribution par les GRD pour le compte des fournisseurs, jusqu'aux consommateurs finals.

Plusieurs expéditeurs pouvant alimenter les mêmes réseaux de distribution et un expéditeur pouvant livrer du gaz à plusieurs fournisseurs, les gestionnaires de réseaux (GRT et GRD) doivent répartir les flux communs d'énergie à chaque interface transport/distribution (PITD) entre les contrats d'acheminement de ces expéditeurs et fournisseurs.

S'ils mesurent (ou estiment) les quantités globales de gaz livrées en entrée des réseaux de distribution tous expéditeurs confondus, les GRT ne peuvent calculer seuls les quantités de gaz livrées par chaque expéditeur un jour donné.

Pour cela, un échange quotidien d'informations entre les GRT et les GRD, dans des délais convenus entre les opérateurs, est mis en œuvre afin de permettre l'allocation des quantités acheminées au PITD :

- à chaque expéditeur : les quantités de gaz livrées un jour donné au titre de son contrat d'acheminement avec le GRT ;
- à chaque fournisseur : les quantités de gaz enlevées au titre de son contrat d'acheminement avec le GRD.

Cette allocation des quantités de gaz, réalisée à une fréquence quotidienne (appelée alors « allocation provisoire ») et mensuelle (appelée alors « allocation définitive ») est indispensable pour le calcul des bilans gaziers des expéditeurs et des fournisseurs et pour leur facturation, respectivement par les GRT et les GRD.

La qualité des allocations dépend de la qualité des informations échangées entre les opérateurs

et du respect des délais de transmission de ces informations.

### 3.1. Données transmises par les GRD aux GRT pour le calcul des allocations

#### 3.1.1. Présentation et enjeux

Les consommateurs raccordés au réseau de distribution, dont les consommations sont les plus importantes, disposent d'une relève de type J/J. Ces « gros » consommateurs de gaz représentent une part conséquente en volume des bilans gaziers quotidiens.

Les GRD doivent transmettre aux GRT, chaque jour et dans un délai convenu entre les opérateurs, la totalité des données permettant le calcul des allocations provisoires, dont les données de relèves J/J de la veille.

La qualité des données transmises quotidiennement par GrDF, Régaz et Réseau GDS aux GRT est analysée selon les deux axes suivants :

- la qualité des données de relèves J/J transmises pour les allocations journalières : l'indicateur mis en place permet de mesurer l'exhaustivité des données de relèves transmises en suivant le rapport entre le nombre de données de relèves J/J prises en compte dans le calcul des allocations journalières et le nombre de données de relèves J/J qui auraient du être prises en compte ;
- la qualité des données de relèves J/J-M et M/M transmises pour les allocations mensuelles pour Régaz : l'indicateur mis en place permet de mesurer l'exhaustivité des données de relèves transmises en suivant le rapport entre le nombre de points de comptage et d'estimation J/J-M et M/M pris en compte dans le calcul des allocations mensuelles et le nombre

de points de comptage et d'estimation J/J-M et M/M qui auraient du être pris en compte ;

- le respect par les GRD du délai de transmission aux GRT des données « provisoires » calculées chaque jour.

Étant donnée l'importance du processus d'allocation, les deux indicateurs suivant la qualité des données de relèves J/J et le respect des délais de transmission sont incités financièrement pour GrDF.

#### 3.1.2. Tendances générales et événements remarquables

- *Qualité des données de relèves J/J des GRD pour les allocations journalières*

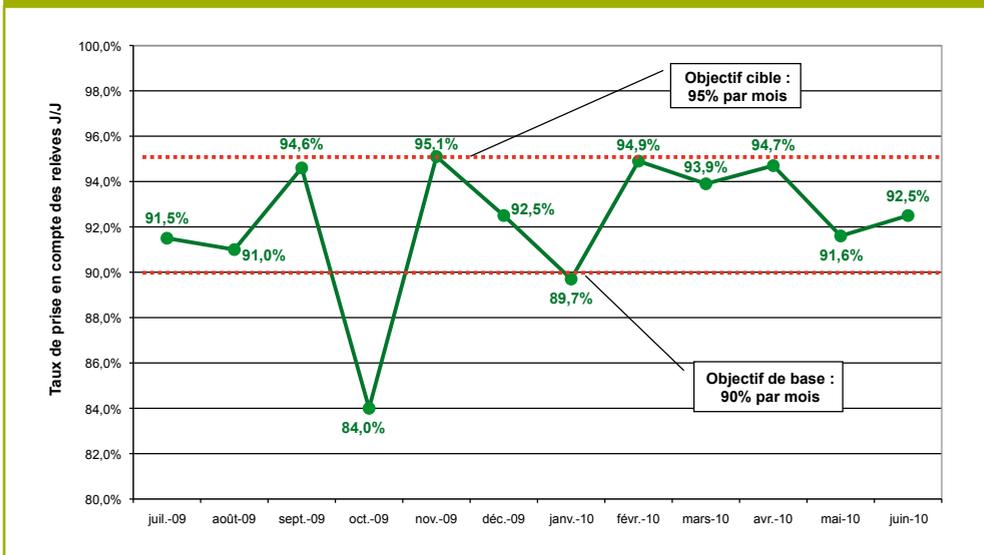
Avec une moyenne de 92,1 %, la qualité des données de relèves J/J de GrDF maintient le niveau atteint l'année précédente avec 91,8 % en moyenne. Les résultats de l'indicateur sont supérieurs à l'objectif de base de 90 % par mois, à l'exception d'octobre 2009 où le taux chute à 84 %. L'objectif cible de 95 % par mois est dépassé en novembre 2009.

En octobre 2009, c'est un changement de plateforme SI et une défaillance matérielle qui ont dégradé la qualité des données transmises par GrDF avec un résultat de 84 %, soit bien en deçà de l'objectif de base. Cette dégradation a donné lieu à des pénalités pour GrDF.

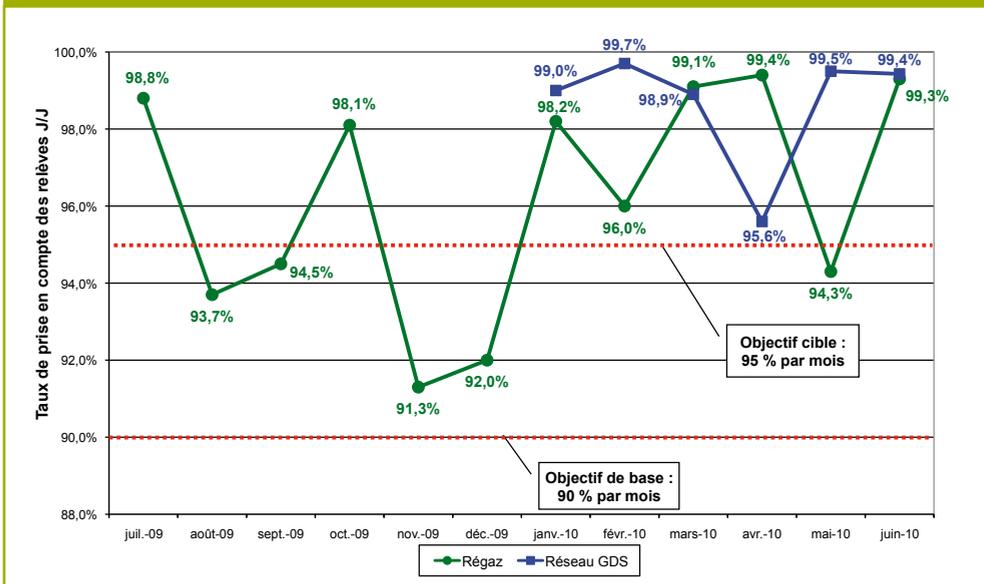
Pour Régaz et Réseau GDS, la qualité des données de relèves J/J atteint de très bons résultats sur la période du suivi avec respectivement un taux moyen de 96,2 % et 98,7 %.

Concernant Régaz, la qualité des données de relèves J/J dépasse systématiquement l'objectif de base de 90 % par mois et dépasse six mois sur douze, l'objectif cible fixé à 95 % par mois. Par ailleurs, elle s'améliore sur la période du

**Figure 35 - Qualité des données de relèves J/J transmises par GrDF aux GRT pour les allocations journalières aux PITD**



**Figure 36 - Qualité des données de relèves J/J transmises par Régaz et Réseau GDS aux GRT pour les allocations journalières aux PITD**



suivi en raison d'actions de fiabilisation du logiciel et du matériel de relève, et de formation du personnel menées par Régaz.

Concernant Réseau GDS, les résultats sont stables à un très bon niveau avec un pic à 99,7 % en février 2010, à l'exception du mois d'avril 2010 où la qualité s'est légèrement dégradée à 95,6 %, suite à l'interruption du réseau informatique de Réseau GDS pour l'installation de nouveaux matériels (interruption préalablement annoncée aux fournisseurs). L'objectif cible de 95 % par mois est systématiquement dépassé.

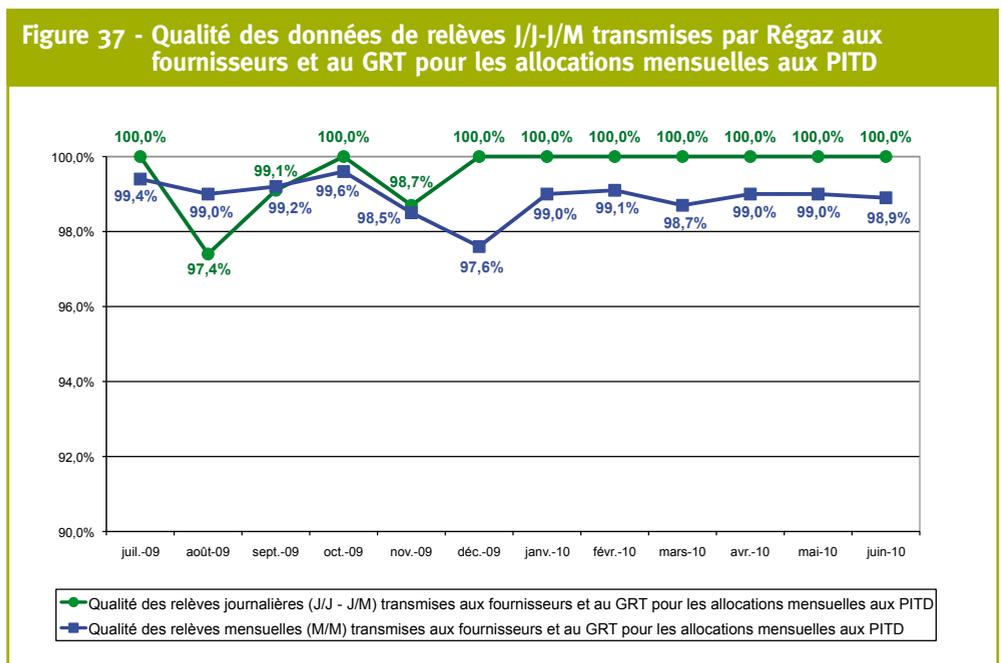
• *Qualité des données de relèves J/J-J/M et M/M de Régaz pour les allocations mensuelles*

La qualité des données de relèves J/J-J/M et M/M de Régaz transmises au GRT pour les allocations mensuelles :

- s'améliore pour les relèves J/J-J/M depuis décembre 2010 pour se stabiliser à un niveau excellent de 100 % suite aux actions menées par Régaz en terme de fiabilisation du logiciel de relèves, de remplacement progressif du matériel défectueux par du matériel plus fiable et de formation du personnel ;
- s'est légèrement dégradée pour les relèves M/M en novembre et décembre 2009 où elle a atteint un minimum de 97,6 % en raison d'une panne logicielle, puis se stabilise autour de 99 % sur le 1<sup>er</sup> semestre 2010 sans retrouver les très bons résultats atteints en début de période.

• *Délai de transmission des estimations journalières de quantités enlevées aux PITD*

Les délais de transmission par GrDF aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées aux PITD ont été respectés sur l'année 2009 :



avec un cumul de 346 jours pour lesquels le délai est respecté, l'objectif de base de 330 jours est dépassé. En revanche, l'objectif cible de 350 jours pour lesquels le délai est respecté est approché mais pas atteint.

Le nombre de jours pour lesquels le délai n'est pas respecté est plus important au 2<sup>nd</sup> semestre 2009 (15 jours pour lesquels le délai n'est pas respecté) qu'au 1<sup>er</sup> semestre 2009 (4 jours pour lesquels le délai n'est pas respecté), notamment au mois d'août 2009 où se sont cumulés problèmes matériels et SI. Selon GrDF, ceci est dû à l'allongement du temps de calcul des allocations dans OMEGA, suite à la montée de version OMEGA de juillet 2009 et à l'augmentation du nombre de contrats d'acheminement distribution.

Si l'analyse n'est pas transposable pour le 1<sup>er</sup> semestre 2010 (les objectifs assignés à cet indicateur sont définis sur une année calendaire complète), l'indicateur montre un retour à la tendance du 1<sup>er</sup> semestre 2009, avec seulement 4 jours pour lesquels le délai n'est pas respecté. Selon GrDF,

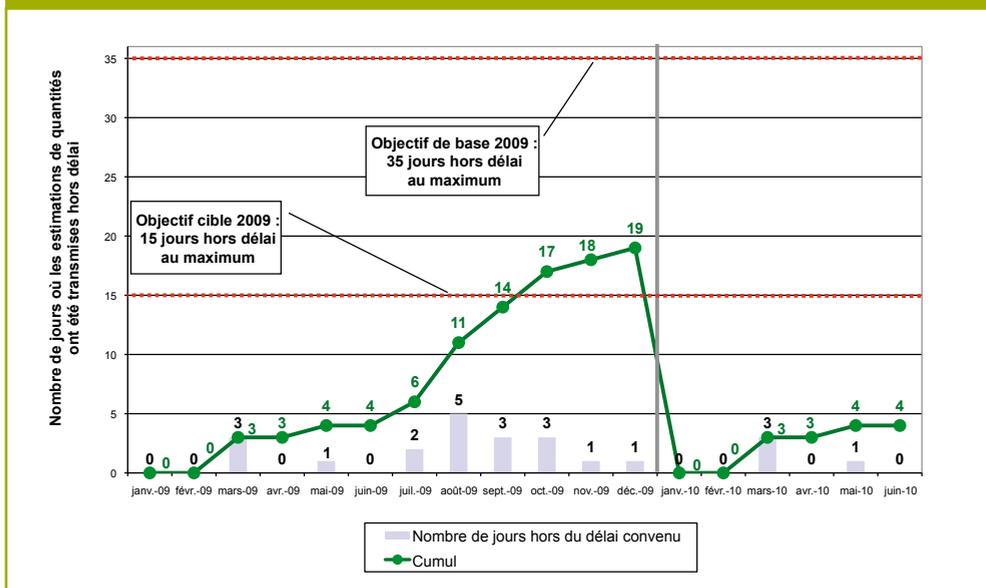
après cette montée de version, le GRD a apporté des corrections chaque mois afin de retrouver progressivement des niveaux satisfaisants.

Les délais de transmission par Régaz et Réseau GDS aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées aux PITD atteignent de très bons résultats sur la période de suivi.

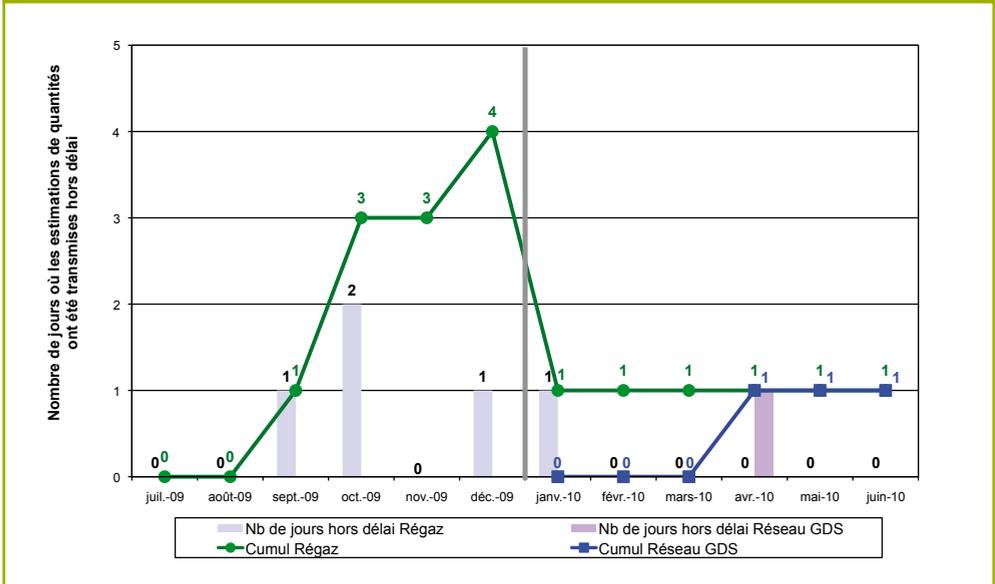
Ils s'améliorent pour Régaz entre le 2<sup>nd</sup> semestre 2009 (4 jours pour lesquels le délai n'est pas respecté) et le 1<sup>er</sup> semestre 2010 (1 jour pour lequel le délai n'est pas respecté) grâce à un programme de contrôle systématique de la base de données mis en place par le GRD pour détecter et traiter les éventuelles anomalies avant le calcul des allocations journalières, ainsi qu'une meilleure concertation avec le GRT (information immédiate en cas d'anomalie et point téléphonique hebdomadaire).

Concernant Réseau GDS, les résultats sont également très bons : un seul jour pour lequel le délai n'est pas respecté est comptabilisé au

**Figure 38 - Délai de transmission aux GRT par GrDF des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD**



**Figure 39 - Délai de transmission aux GRT par Régaz et Réseau GDS des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD**



Remarque sur les objectifs de base et cible de l'indicateur suivi par Régaz et Réseau GDS : les incitations financières n'ont pas encore été définies et entrent en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2010 pour Régaz ou 1<sup>er</sup> janvier 2011 pour Réseau GDS :

- sur le 2<sup>nd</sup> semestre 2010 : l'objectif de base (respectivement cible) de 165 jours (respectivement 175 jours) avec respect du délai correspond à 19 jours (respectivement 9 jours) pour lesquels le délai n'est pas respecté ;

- sur l'année 2011 : l'objectif de base (respectivement cible) de 330 jours (respectivement 350 jours) avec respect du délai correspond à 35 jours (respectivement 15 jours) pour lesquels le délai n'est pas respecté.

mois d'avril 2010, en raison d'une intervention sur le réseau informatique du GRD.

Les montants liés au versement d'un bonus viendront augmenter le tarif de l'opérateur. À l'inverse, les montants liés à des pénalités viendront diminuer son tarif.

### 3.1.3. Bilan sur les incitations financières

GrDF est incité financièrement sur les résultats des deux indicateurs suivants :

- l'indicateur relatif à la qualité des données nécessaires au calcul des allocations a engendré sur la durée du suivi une pénalité globale de 62 000 € pour GrDF (1 000 € de bonus et 63 000 € de pénalité, dont 60 000 € en octobre 2009) ;
- l'indicateur relatif au respect par GrDF des délais de transmission des données nécessaires au calcul des allocations provisoires n'a engendré ni pénalité ni bonus sur l'année 2009.

### 3.1.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service

Les évolutions suivantes ont été apportées au dispositif de suivi de la qualité de service de GrDF et des ELD au 1<sup>er</sup> juillet 2010 :

- étant donnés les bons résultats atteints, afin de maintenir, voire de poursuivre l'amélioration engagée, le niveau des objectifs a été réévalué :
  - l'objectif de base de 90 % par mois pour la qualité des relevés J/J transmis aux GRT pour

- les allocations journalières aux PITD a été réévalué à 92 % par mois pour GrDF et Régaz ;
- l'objectif cible de 95 % par mois pour la qualité des relevés J/J transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD a été réévalué à 98,5 % par mois pour Régaz ;
- l'objectif de base de 330 jours par année pour le délai de transmission des données nécessaires au calcul des allocations provisoires a été réévalué à 340 jours par année pour GrDF et Régaz ;
- l'objectif cible de 350 jours par année pour le délai de transmission des données nécessaires au calcul des allocations provisoires a été réévalué à 355 jours par année pour Régaz ;
- le montant des incitations financières a été défini ou réévalué :
  - pour la qualité des relevés J/J transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD :
    - > le montant des pénalités et des bonus de 10 000 € par point respectivement en dessous de l'objectif de base et au-dessus de l'objectif cible a été réévalué à 20 000 € par point respectivement en dessous de l'objectif de base et au-dessus de l'objectif cible pour GrDF ;
    - > 1 000 € de pénalité par point en dessous de l'objectif de base et 2 000 € de bonus par point au-dessus de l'objectif cible pour Régaz ;
    - > 500 € de pénalité par point en dessous de l'objectif de base et 1 000 € de bonus par point au-dessus de l'objectif cible pour Réseau GDS ;
  - pour le délai de transmission des données nécessaires au calcul des allocations provisoires :
    - > 2 000 € de pénalité par jour en dessous de l'objectif de base et 2 000 € de bonus par jour au-dessus de l'objectif cible pour Régaz ;
    - > 1 000 € de pénalité par jour en dessous de l'objectif de base et 1 000 € de bonus par jour au-dessus de l'objectif cible pour Réseau GDS.

Si l'amélioration des deux indicateurs incités financièrement de ce thème se confirme au 2<sup>nd</sup> semestre 2010 et au 1<sup>er</sup> semestre 2011, la CRE envisage de réévaluer à la hausse l'objectif de base et l'objectif cible et/ou de revoir les montants des incitations financières lors de la prochaine mise à jour du dispositif de suivi de la qualité de service, afin de conserver le caractère pleinement incitatif de cet indicateur.

### 3.1.5. Synthèse

Les GRD concernés suivent les indicateurs de suivi de la qualité des données transmises aux GRT dans le cadre du processus d'allocation des quantités livrées aux PITD, conformément aux tarifs ATRD3.

La qualité des données transmises par les GRD aux GRT pour le calcul des allocations des quantités de gaz aux PITD atteint de bons niveaux pour GrDF, Régaz et Réseau GDS.

Les délais de transmission aux GRT des données provisoires sont respectés par GrDF, Régaz et Réseau GDS et si cette tendance se maintient pour les deux ELD, l'objectif cible sera dépassé.

Les indicateurs de ce thème ont engendré 63 k€ de pénalité pour GrDF.

Sur la base des historiques disponibles, les objectifs et incitations financières des deux indicateurs incités financièrement ont été définis pour Régaz et Réseau GDS lors de la mise à jour des tarifs au 1<sup>er</sup> juillet 2010.

Si ces tendances d'amélioration notables se poursuivent au 2<sup>nd</sup> semestre 2010 et au 1<sup>er</sup> semestre 2011, la CRE envisage de réévaluer à la hausse les objectifs de ces indicateurs et/ou de mettre à jour les montants des incitations financières.

### 3.2. Données transmises par les GRT aux GRD pour le calcul des allocations

#### 3.2.1. Présentation et enjeu

Le calcul quotidien des allocations des quantités de gaz nécessite la transmission par les GRT aux GRD, chaque jour et dans un délai convenu entre les opérateurs, des quantités globales de gaz livrées en entrée des réseaux de distribution tous expéditeurs confondus. Ces quantités sont définies sur la base des meilleures informations disponibles à ce moment-là. Elles sont :

- soit mesurées par des compteurs (on parle alors de quantités télérelevées aux PITD) ;
- soit estimées par les GRT quand la mesure quotidienne n'est pas disponible.

Le calcul mensuel des allocations des quantités de gaz à l'interface transport/distribution permet de facturer aux expéditeurs la prestation d'acheminement transport sur la base de données définitives. Ce calcul nécessite la mise à jour par les GRT de l'ensemble des informations journalières du mois écoulé et la transmission à nouveau de ces données par les GRT aux GRD.

La qualité des données transmises quotidiennement par les GRT aux GRD est analysée suivant les deux axes ci-après :

- la conformité des mesures « provisoires » des quantités de gaz livrées aux réseaux de distribution (transmises chaque jour aux GRD) avec les mesures « définitives » (transmises le mois suivant aux GRD) : les trois indicateurs mis en place permettent de suivre l'écart entre ces deux types de mesures ;
- le respect par les GRT du délai de transmission aux GRD des mesures « provisoires » des quantités de gaz livrées aux réseaux de distribution.

Compte-tenu de l'importance du processus d'allocation pour le bon fonctionnement du marché, des objectifs ont été définis pour ces quatre indicateurs et l'indicateur mesurant la conformité des mesures « provisoires » des quantités de gaz totales livrées aux PITD est incité financièrement.

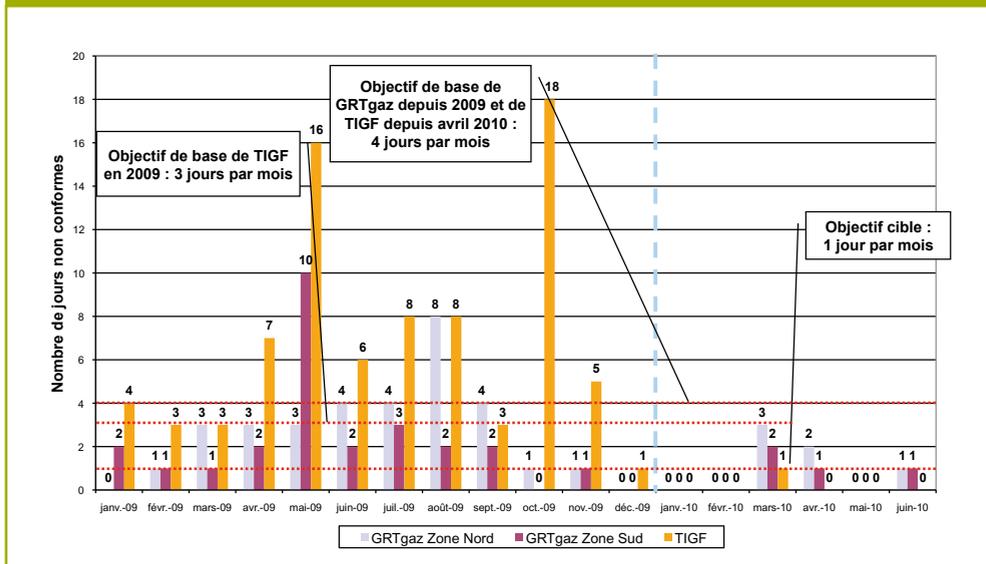
#### 3.2.2. Tendances générales et événements remarquables

##### • *Qualité des mesures provisoires de quantités de gaz livrées aux PITD*

En 2009, le taux de conformité des mesures provisoires des quantités de gaz (quantités télérelevées et quantités estimées confondues) livrées aux PITD transmises par les GRT aux GRD a régulièrement été en deçà des objectifs fixés par le tarif. En moyenne sur 2009, TIGF compte 6,8 jours non conformes par mois, alors que son objectif de base était de 3 jours. Chez GRTgaz, les moyennes sont respectivement de 2,7 et 2,2 jours pour les zones Nord et Sud, alors que l'objectif de base était de 4 jours. Ce niveau de performance a donné lieu à des sanctions financières pour les GRT en application des pénalités associées à l'indicateur (11 mois sur 12 pénalisés chez TIGF, 4 mois sur 12 en zone Nord de GRTgaz et 1 mois en zone Sud). À partir de septembre 2009, la qualité des mesures provisoires s'améliore pour GRTgaz. L'objectif de base est systématiquement atteint et l'objectif cible est atteint ou dépassé durant les 3 derniers mois de l'année. Cette amélioration permet à GRTgaz d'obtenir, sur l'ensemble de l'année, un bonus pour cet indicateur.

Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, les deux GRT améliorent très notablement la qualité de leurs mesures provisoires aux PITD. L'objectif de base est systématiquement dépassé et l'objectif cible est atteint à plusieurs reprises. En moyenne, sur ces six mois, 1 jour par mois est non conforme en zone Nord de GRTgaz, 0,7 en zone Sud et

Figure 40 - Qualité des mesures provisoires de quantités de gaz livrées aux PITD



0,2 chez TIGF. Ce très net progrès par rapport à l'année précédente fait bénéficier les GRT de bonus financiers, en application des règles tarifaires.

Deux indicateurs supplémentaires permettent une analyse plus fine en distinguant les PITD dont les quantités livrées sont télérelevées et ceux dont les quantités sont estimées.

• **Qualité des mesures provisoires de quantités de gaz télérelevées aux PITD**

L'amélioration de l'indicateur précédent s'explique, en grande partie, par les progrès réalisés par les GRT en matière de qualité des données sur les PITD équipés de télérelevés. En effet, les quantités de gaz livrées aux PITD représentent plus de 95 % des quantités de gaz livrées aux réseaux de distribution par les deux GRT.

En 2009, les GRT n'ont pas atteint leurs objectifs à plusieurs reprises. En moyenne, 9 % des jours en zone Nord et 7 % en zone Sud étaient non conformes chaque mois chez GRTgaz, alors que l'objectif est de 8 %. Chez TIGF, cette moyenne s'élevait à 21 %, alors que l'objectif est de 6 %.

Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, les performances des GRT se sont considérablement améliorées. En moyenne, seuls 3 % des jours sont non conformes en zone Nord de GRTgaz, 2 % en zone Sud, 1 % chez TIGF.

• **Qualité des mesures provisoires de quantités de gaz estimées aux PITD**

En revanche, la qualité des quantités estimées aux PITD ne suit pas la même tendance positive. Néanmoins, les quantités de gaz acheminées via ces PITD représentent moins de 5 % des quantités de gaz livrées aux réseaux de distribution.

Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, l'objectif assigné à GRTgaz de 40 % de jours non conformes au maximum par mois n'est atteint qu'1 mois sur 6 en zone d'équilibrage Sud ; les résultats sont bien meilleurs pour la zone d'équilibrage Nord où l'objectif est dépassé 4 mois sur 6. L'objectif assigné à TIGF de 70 % de jours non conformes au maximum par mois n'est, quant à lui, jamais atteint au 1<sup>er</sup> semestre 2010. Ces niveaux de qualités sont comparables à ceux réalisés en 2009.

Figure 41 - Qualité des mesures provisoires de quantités de gaz télérelevées aux PITD

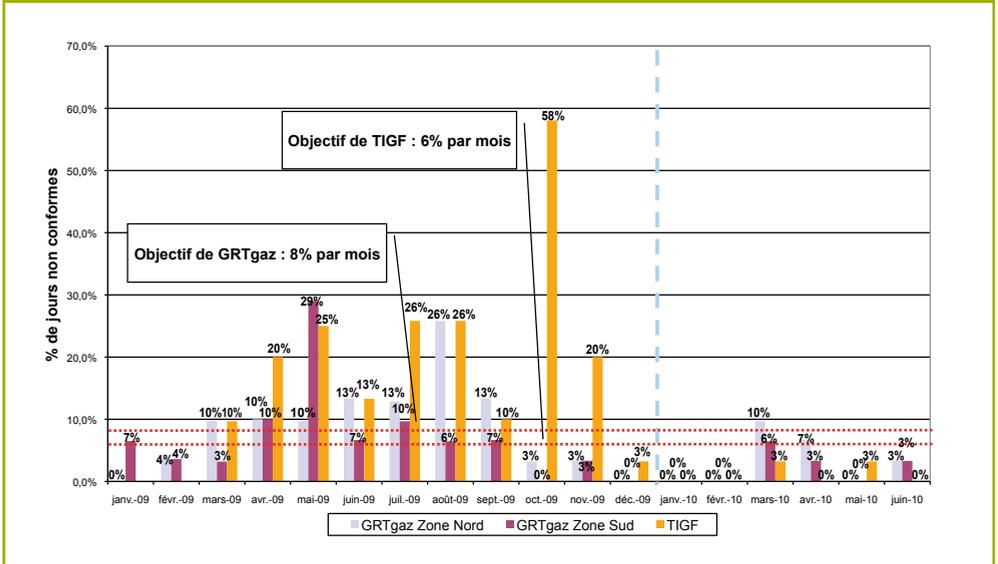
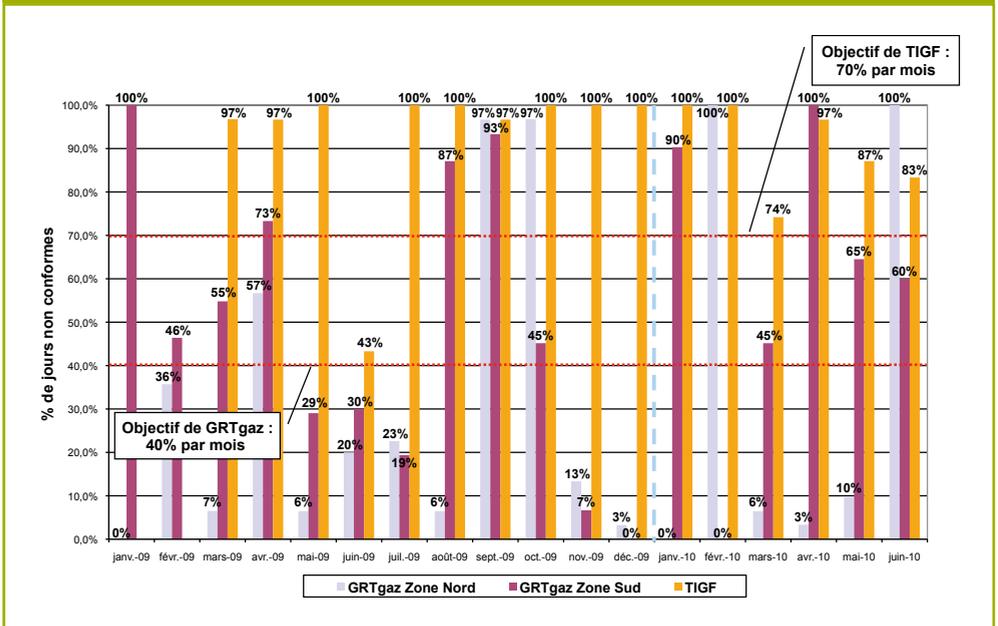


Figure 42 - Qualité des mesures provisoires de quantités de gaz estimées aux PITD



- **Délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD**

En 2009, les délais de transmission par les GRT aux GRD des mesures provisoires de quantités livrées aux PITD étaient globalement respectés : les moyennes de GRTgaz et de TIGF sont respectivement de 0,7 jour par mois et de 1,3 jour par mois où le délai n'est pas respecté. Les résultats variaient autour de l'objectif de 1 jour par mois fixé par le tarif ATRT4 (cet objectif n'a pas été atteint en mars 2009 pour GRTgaz, en avril, mai, septembre et décembre 2009 pour TIGF).

Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, les GRT présentent des résultats contrastés. GRTgaz améliore ses résultats pour cet indicateur. L'objectif tarifaire est systématiquement atteint. En moyenne, les fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD ne sont envoyés hors délai que 0,5 jour par mois. Au contraire, les résultats de TIGF se dégradent, avec une moyenne de 2,2 jours par mois où le délai n'est pas respecté. Cette dégradation a

notamment été causée par des défaillances informatiques et des problèmes sur la chaîne de comptage.

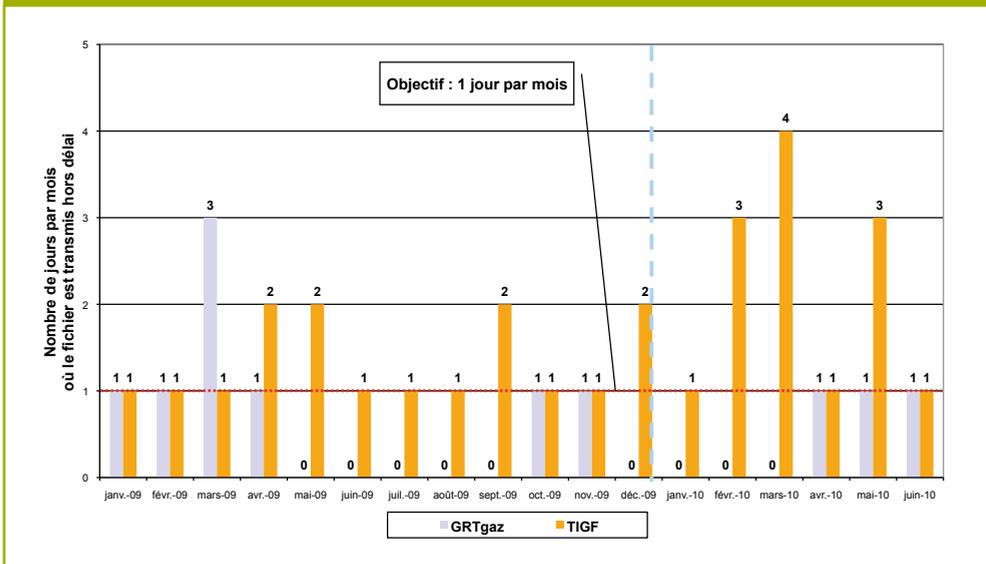
### 3.2.3. Bilan sur les incitations financières

GRTgaz et TIGF sont incités financièrement sur les résultats de l'indicateur mesurant la conformité des mesures provisoires des quantités de gaz totales (quantités télérelevées et quantités estimées confondues) livrées aux PITD qu'ils transmettent aux GRD chaque jour.

Pour 2009, GRTgaz percevra 200 000 € de bonus grâce à une amélioration de ses résultats au 2<sup>nd</sup> semestre. TIGF devra au contraire s'acquitter d'une pénalité de 300 000 € qui viendra diminuer son tarif.

Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, les deux GRT améliorent nettement leurs résultats. Cette amélioration engendrera des bonus de 1 200 000 € pour GRTgaz et de 250 000 € pour TIGF.

**Figure 43 - Délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD**



### 3.2.4. Synthèse

Concernant la qualité de données transmises par les GRT aux GRD pour le calcul des allocations, un net progrès est constaté à partir du 2<sup>nd</sup> semestre 2009 chez GRTgaz et à partir du 1<sup>er</sup> semestre 2010 pour TIGF.

La qualité des mesures provisoires des quantités de gaz totales livrées aux PITD transmises par les GRT aux GRD n'était pas satisfaisante au 1<sup>er</sup> semestre 2009, particulièrement pour la zone d'équilibrage Sud de GRTgaz et pour TIGF. Ce faible niveau de performance, lié principalement à des problèmes techniques de comptage des GRT, avait des effets sur l'activité opérationnelle des expéditeurs et des fournisseurs en rendant plus difficile la préparation de leurs nominations quotidiennes. Les GRT ont pris des mesures correctives pour améliorer cette situation.

En 2009, l'indicateur de suivi de la qualité des mesures provisoires des quantités de gaz totales livrées aux PITD transmises par les GRT aux GRD a engendré 200 000 € de bonus pour GRTgaz et 300 000 € de pénalité pour TIGF, qui impacteront le niveau des tarifs des GRT.

En 2010, l'amélioration de cet indicateur permet aux GRT de percevoir des bonus de 1 200 000 € pour GRTgaz et de 250 000 € pour TIGF.

Les délais de transmission par les GRT aux GRD des mesures provisoires de quantités livrées aux PITD étaient globalement respectés en 2009, même si l'objectif tarifaire n'était pas systématiquement atteint. Cependant, les résultats de TIGF sont moins bons au 1<sup>er</sup> semestre 2010. Des défaillances des systèmes d'information et, plus marginalement, des incidents sur la chaîne de comptage expliquent cette dégradation.

## 4. IMPACT ENVIRONNEMENTAL DE L'ACTIVITÉ DES OPÉRATEURS DE RÉSEAUX GAZIERS

### 4.1. Présentation et enjeux

Le gaz naturel acheminé par les canalisations des réseaux de transport et de distribution est principalement composé de méthane, qui est l'un des principaux gaz à effet de serre émis par les gestionnaires de réseaux.

Les principales sources d'émissions des GRD et des GRT sont les suivantes :

- les émissions de méthane liées à l'exploitation des installations, telles que les émissions de CO<sub>2</sub> des compresseurs des réseaux de transport ou les émissions par les bâtiments et la flotte de véhicules ;
- les émissions directes de méthane dans l'atmosphère lors des actions de maintenance

sur des canalisations, telles que les purges de canalisations ayant lieu pendant les travaux ;

- les fuites de méthane ou les émissions de méthane lors d'incidents.

L'impact environnemental des gestionnaires de réseaux est analysé suivant les deux axes ci-après :

- les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, en tonnes équivalent CO<sub>2</sub> : l'indicateur mis en place permet de suivre le poids de ces émissions ;
- les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, en tonnes équivalent CO<sub>2</sub>, rapportées aux quantités de gaz acheminées : l'indicateur mis en place permet de suivre ce ratio et, ainsi, de comparer les émissions des opérateurs, toutes choses égales par ailleurs.

## 4.2. Tendances générales et événements remarquables

- *Émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère par GrDF*

GrDF suit ses émissions de gaz à effet de serre à une maille annuelle calendaire et non à une maille annuelle tarifaire (de juillet de l'année A-1 à juin de l'année A). Aussi, le suivi a débuté au 1<sup>er</sup> janvier 2009. Pour l'année 2009, le GRD a émis 762,8 kilotonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, soit 2,44 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère par GWh de gaz acheminé.

S'agissant de la première valeur transmise par l'opérateur pour cet indicateur, l'analyse sera effectuée dans le prochain rapport annuel de la CRE sur la qualité de service des gestionnaires de réseaux.

- *Émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère par les GRT*

Les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère par les GRT baissent entre 2008 et 2009. Cette tendance se poursuit pour GRTgaz au 1<sup>er</sup> semestre 2010, avec une légère baisse. En revanche, les émissions de TIGF augmentent au 1<sup>er</sup> semestre 2010.

En 2009, GRTgaz a émis 541,1 kilotonnes équivalent CO<sub>2</sub> de gaz à effet de serre, soit 10 % de moins qu'en 2008 (601,6 kilotonnes de gaz à effet de serre émis). TIGF a quant à lui émis 76,5 kilotonnes équivalent CO<sub>2</sub> de gaz à effet de serre, soit 31,7 % de moins qu'en 2008 (112,2 kilotonnes de gaz à effet de serre émis).

Rapportées aux quantités de gaz acheminées, les émissions des GRT sont également en baisse entre 2008 et 2009. GRTgaz et TIGF émettent respectivement 0,84 et 0,90 tonne équivalent CO<sub>2</sub> de gaz à effet de serre émis par GWh de gaz transporté, soit 9 % et 28 % de diminution par rapport à 2008.

Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, les émissions des deux GRT suivent des tendances différentes. Sur cette période, GRTgaz a émis 279,1 kilotonnes de gaz à effet de serre, soit 0,78 tonne équivalent CO<sub>2</sub> de gaz à effet de serre par GWh de gaz transporté. Ce niveau d'émission est en légère baisse de 1 % par rapport au 1<sup>er</sup> semestre 2009. En revanche, TIGF a émis 46,5 kilotonnes de gaz à effet de serre. Ramené à l'énergie transportée, TIGF émet 1,08 tonne équivalent CO<sub>2</sub> par GWh transporté. Ce chiffre est en hausse de 41 % par rapport au 1<sup>er</sup> semestre 2009, mais reste inférieur de 8 % au niveau constaté en 2008. Cette dégradation s'explique par la mise à l'événement de gaz naturel par TIGF lors de nombreux travaux et tests (notamment lors de travaux de rénovation de canalisations et lors de tests sur les stations de compression de Sauveterre et de Lussagnet).

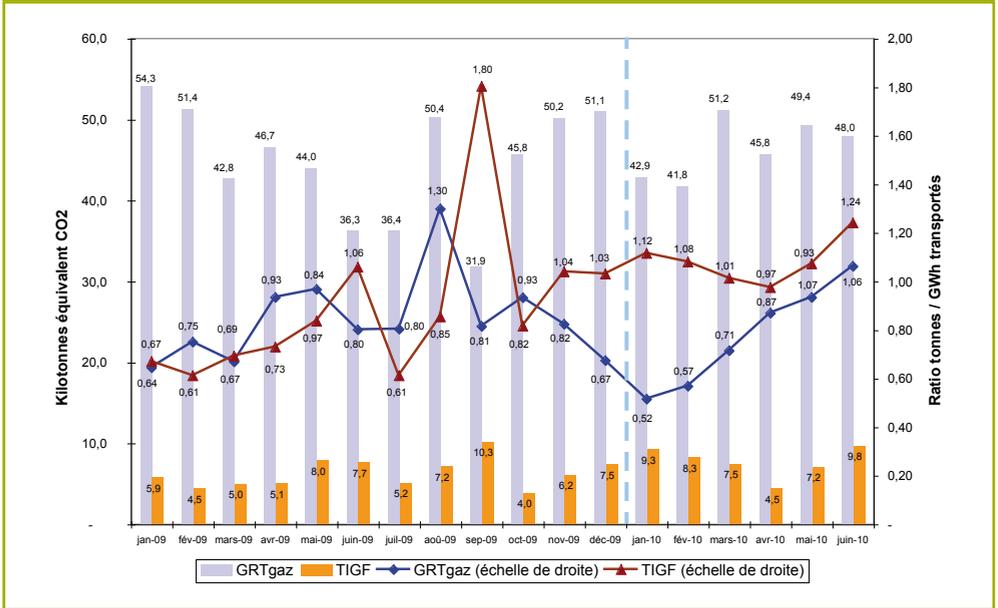
Ces indicateurs environnementaux ne sont, pour l'instant, pas dotés d'objectifs. Il faut cependant noter que les GRT sont incités par ailleurs à diminuer leurs émissions de gaz effet de serre, puisqu'ils doivent respecter des quotas d'émissions et que les règles tarifaires prévoient qu'ils conservent 20 % des gains ou des pertes sur la gestion de ces quotas d'émission.

## 4.3. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service

Afin d'harmoniser le suivi des émissions de gaz à effet de serre entre les GRD d'une part, et avec les GRT d'autre part, les évolutions suivantes ont été apportées au dispositif de suivi de la qualité de service de GrDF et des ELD au 1<sup>er</sup> juillet 2010 :

- 3 ELD suivront les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, déjà suivies par GrDF, au 1<sup>er</sup> janvier 2011 pour Réseau GDS et au 1<sup>er</sup> janvier 2012 pour Régaz et Gédia ;
- un nouvel indicateur mesurant les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère rapportées à l'énergie acheminée est introduit au 1<sup>er</sup> juillet 2010 pour GrDF, au 1<sup>er</sup> janvier 2011 pour Réseau GDS et au 1<sup>er</sup> janvier 2012 pour Régaz et Gédia.

Figure 44 - Émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère par les GRT



#### 4.4. Synthèse

GrDF a mis en place l'indicateur de suivi de ses émissions de gaz à effet de serre, prévu par le tarif ATRD<sub>3</sub>. L'absence d'historique sur cet indicateur ne permet pas à ce stade d'analyser avec pertinence ces émissions.

Le suivi des émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère a été étendu à Régaz, Réseau GDS et Gédia. Un indicateur mesurant les émissions de gaz à effet de serre rapportées à l'énergie acheminée a été introduit pour GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gédia, pour permettre la comparaison entre opérateurs gaziers.

Les indicateurs mesurant les émissions par les GRT de gaz à effet de serre dans l'atmosphère sont suivis conformément aux règles tarifaires par les GRT.

Les émissions par les GRT de gaz à effet de serre dans l'atmosphère ont diminué en 2009 par rapport à 2008. Cette baisse est notamment sensible pour TIGF, dont les émissions ont baissé de 28 %, lui permettant ainsi d'atteindre en 2009 un niveau d'émissions rapportées aux quantités de gaz transportées de 0,90 tonnes équivalent CO<sub>2</sub> par GWh transporté, similaire à celui de GRTgaz (0,84 tonne équivalent CO<sub>2</sub> par GWh transporté).

Le niveau d'émission de GRTgaz diminue très légèrement au 1<sup>er</sup> semestre 2010 par rapport à 2009 et atteint 0,78 tonne équivalent CO<sub>2</sub> par GWh transporté (1 % de moins qu'au 1<sup>er</sup> semestre 2009). En revanche, les émissions de TIGF sont en augmentation de 41 % par rapport au 1<sup>er</sup> semestre 2009 et atteignent 1,08 tonne équivalent CO<sub>2</sub> par GWh transporté.

# 3



# Analyse de la qualité de service d'ERDF

<b>1.</b> Qualité de service vis-à-vis des utilisateurs de réseau .....	70
<b>2.</b> Qualité de service vis-à-vis des fournisseurs .....	101

Le suivi de la qualité de service d'ERDF porte sur la période du 1<sup>er</sup> août 2009, date d'entrée en vigueur des 3<sup>e</sup> tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3), jusqu'au 30 juin 2010.

La continuité d'alimentation électrique étant traitée dans un rapport ad hoc, elle ne fait pas partie du périmètre d'analyse.

## 1. QUALITÉ DE SERVICE VIS-À-VIS DES UTILISATEURS DE RÉSEAU

Les utilisateurs du réseau de distribution comprennent les consommateurs finals et les producteurs d'électricité.

Le degré de complexité de réalisation des prestations et des travaux dépend de la nature des utilisateurs et du niveau de tension de raccordement de ces derniers. Afin d'évaluer finement la performance d'ERDF, plusieurs segments de clientèle ont été identifiés en fonction de critères opérationnels :

- les consommateurs finals peuvent être différenciés selon leur nature : on peut tout d'abord distinguer les consommateurs collectifs (immeubles d'habitation, lotissements...) des consommateurs individuels. Par ailleurs, au sein des consommateurs individuels, sont différenciés les consommateurs résidentiels <sup>(29)</sup>, des petits consommateurs professionnels <sup>(30)</sup> et des consommateurs industriels <sup>(31)</sup> ;
- les consommateurs finals et les producteurs peuvent également être distingués selon leur niveau de tension de raccordement au réseau de distribution : basse tension (BT) ou moyenne tension (HTA).

(29) Cette catégorie de consommateurs finals correspond aux consommateurs dits C5 RES : site résidentiel alimenté en BT et dont la puissance souscrite est ≤ 36 kVA (relevé semestriel des index).

(30) Cette catégorie de consommateurs finals correspond aux consommateurs dits C5 PRO : site professionnel alimenté en BT et dont la puissance souscrite est ≤ 36 kVA (relevé semestriel des index).

(31) Cette catégorie de consommateurs finals correspond aux consommateurs dits C2-C4 :  
- C2 : site alimenté en HTA et dont la puissance souscrite est ≥ 250 kW (relevé de la courbe de charge) ;  
- C3 : site alimenté en HTA et dont la puissance souscrite est < 250 kW (relevé mensuel des index) ;  
- C4 : site alimenté en BT et dont la puissance souscrite est > 36 kVA (relevé mensuel des index).

### 1.1. Relation d'ERDF avec les utilisateurs de réseau

#### 1.1.1. Présentation et enjeux

Les réclamations des utilisateurs de réseau donnent une indication de l'état de la relation entre ERDF et les utilisateurs. Ces réclamations peuvent être de natures diverses : elles peuvent notamment porter sur les interventions, l'accueil, la relève et la facturation ou encore, pour les problématiques de continuité d'alimentation, la qualité du réseau public de distribution. Les réclamations des utilisateurs de réseau peuvent permettre à ERDF d'identifier les activités où la qualité de service offerte n'est pas à la hauteur des attentes. Le traitement des réclamations permet d'identifier les dysfonctionnements de la qualité de service et contribue à l'améliorer.

Deux indicateurs relatifs aux réclamations sont observés :

- le premier indicateur recense le « nombre de réclamations avec un détail par nature de réclamation et par catégorie d'utilisateurs » ;
- l'indicateur « taux de réponse aux réclamations des utilisateurs dans un délai de 30 jours » suit dans quelle mesure ERDF respecte ses engagements en matière de traitement des réclamations des utilisateurs de réseau. Cet indicateur est incité financièrement.

La relation entre ERDF et les consommateurs finals est le plus souvent indirecte. En effet, les fournisseurs sont les interlocuteurs privilégiés des consommateurs finals. En conséquence, ce sont généralement les fournisseurs qui transmettent les réclamations de leurs clients à ERDF au travers du portail Système de Gestion des Échanges <sup>(32)</sup> (SGE). Ce sont les fournisseurs qui portent en retour la réponse au consommateur final.

S'agissant des producteurs, leurs réclamations sont faites directement auprès d'ERDF via différents moyens (téléphone, courrier, internet) et sont enregistrées par ERDF dans l'outil SGE qui permet également le suivi des réclamations. La réponse est ensuite transmise par écrit au producteur.

#### 1.1.2. Tendances générales et événements remarquables

##### 1.1.2.1. Nombre de réclamations par nature

Le premier indicateur analysé recense le « nombre de réclamations avec un détail par nature de réclamation et par catégorie d'utilisateurs ».

Le motif de réclamation le plus important est différent selon les catégories d'utilisateurs :

- pour les consommateurs résidentiels et petits professionnels, le motif de réclamation le plus récurrent est celui de la « relève et facturation ». Sur la période de suivi, les réclamations pour ce motif représentent en moyenne 40 % des réclamations des consommateurs résidentiels et 45 % des réclamations des petits consommateurs professionnels ;
- chez les consommateurs industriels et les producteurs, le motif de réclamation « qualité du réseau public » est le plus fréquent. Sur la période de suivi, les réclamations pour ce motif représentent en moyenne 62,5 % des réclamations des consommateurs industriels,

particulièrement sensibles aux coupures ainsi qu'aux variations de tension qui peuvent perturber leur installation, et 50 % des réclamations des producteurs.

De plus, on observe une certaine saisonnalité des réclamations des consommateurs résidentiels et des producteurs pour motif « qualité du réseau public ». Cette situation s'explique par le fait que les aléas climatiques en hiver sont plus nombreux (risque de coupure) et les réseaux sont plus chargés (risque de chute de tension) :

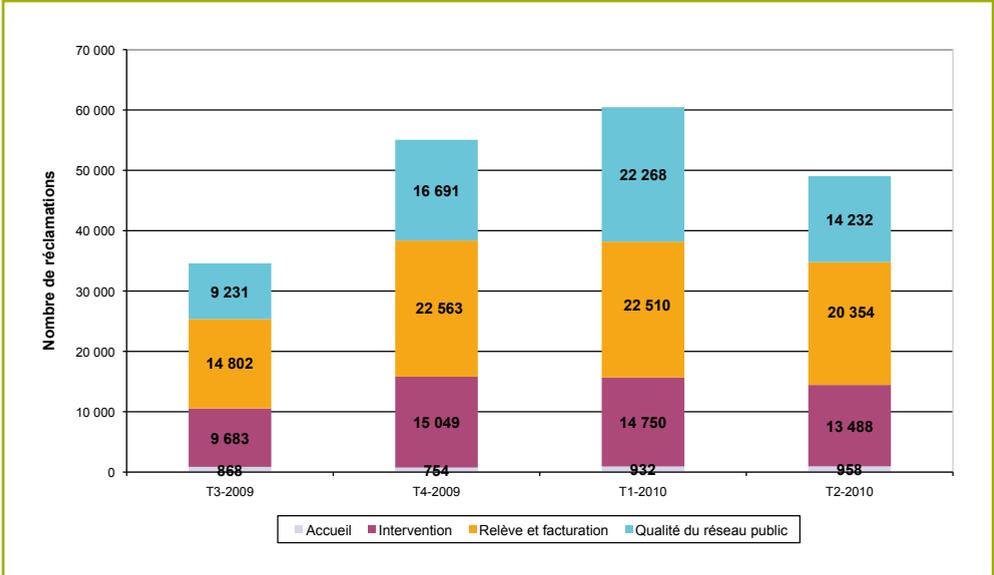
- pour les consommateurs résidentiels, les réclamations pour ce motif représentent en moyenne 30 % des réclamations sur la période de suivi. Cependant, les réclamations pour ce motif représentent presque 37 % des réclamations en hiver ;
- pour les producteurs, le nombre de réclamations pour motif « qualité du réseau public » représente 55 % des réclamations au 1<sup>er</sup> trimestre 2010. Sur la période de suivi, les réclamations pour ce motif représentent en moyenne 50 % des réclamations.

Par ailleurs, le décalage observé entre les nombres de réclamations reçues par segment d'utilisateurs s'explique par une différence de nombre de consommateurs au sein de chaque segment.

Enfin, la tendance haussière sur les réclamations des producteurs est liée à la forte augmentation du nombre de producteurs nouvellement raccordés et n'est pas le reflet d'une dégradation de la qualité de service.

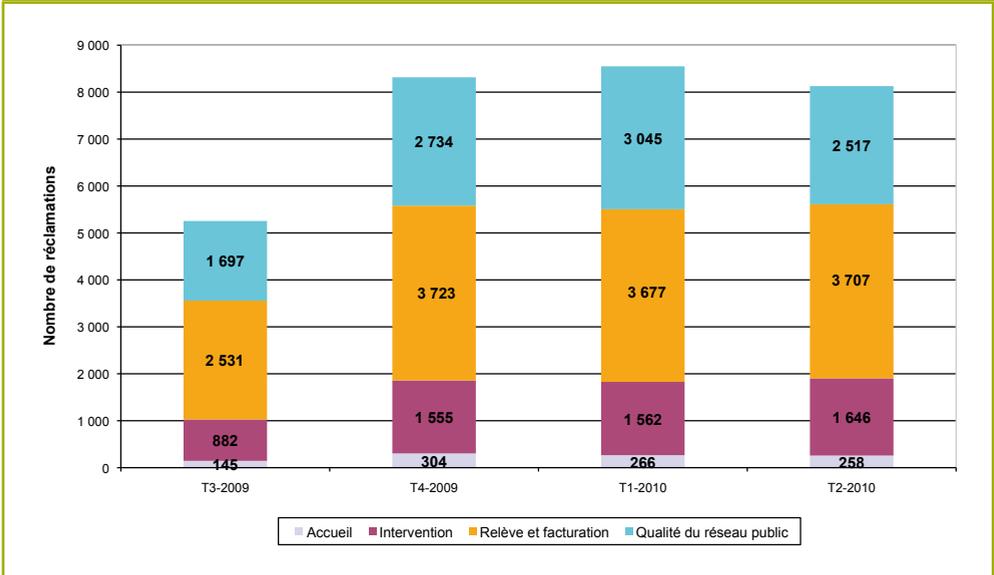
(32) Le portail SGE (Système de Gestion des Échanges) est une interface unique et accessible à tous les fournisseurs ayant signé un contrat GRD-F avec ERDF qui permet de centraliser et automatiser les relations entre ERDF et les fournisseurs.

**Figure 45 - Nombre de réclamations par nature - consommateurs résidentiels**



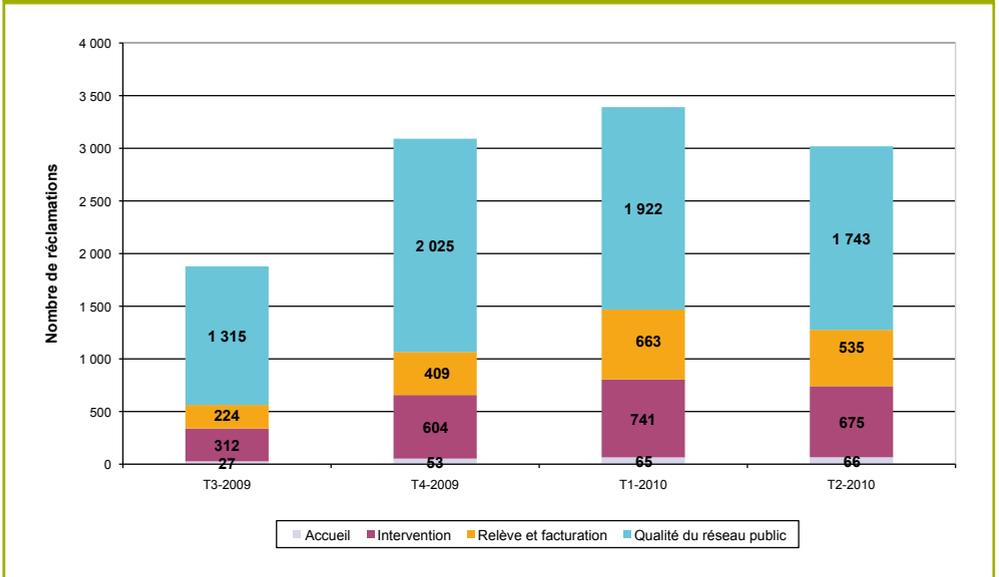
Remarque : les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

**Figure 46 - Nombre de réclamations par nature - petits consommateurs professionnels**



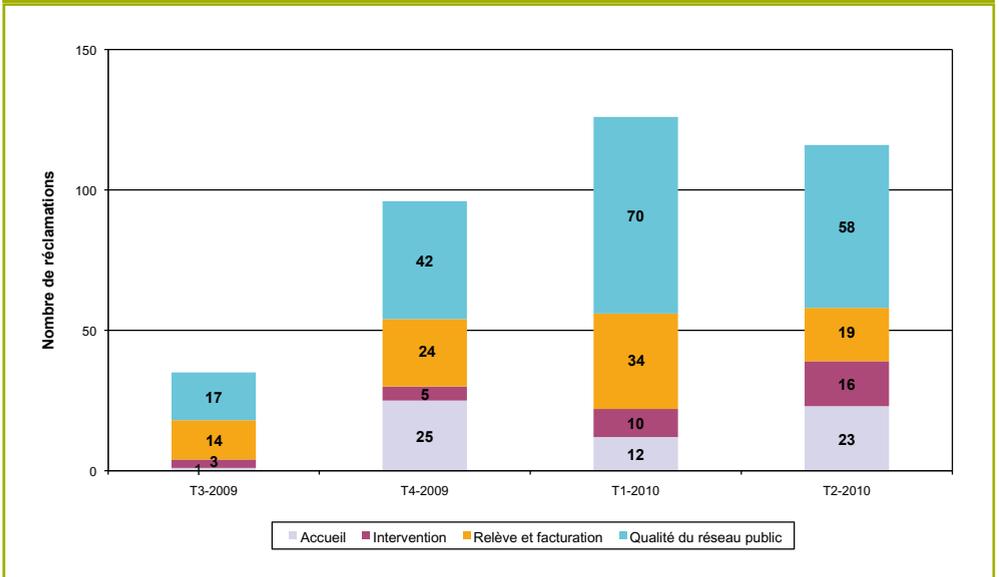
Remarque : les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

Figure 47 - Nombre de réclamations par nature - consommateurs industriels



Remarque : les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

Figure 48 - Nombre de réclamations par nature - producteurs



Remarque : les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

### 1.1.2.2. Délai de réponse d'ERDF aux réclamations des utilisateurs de réseau

ERDF s'engage à apporter une réponse aux réclamations des utilisateurs de réseau dans un délai de 30 jours <sup>(33)</sup>. Dans le cadre du suivi de la qualité de service, l'objectif d'ERDF est de respecter cet engagement pour 95 % des réclamations reçues. L'indicateur « taux de réponse aux réclamations des utilisateurs dans un délai de 30 jours » suit la performance d'ERDF en matière de traitement des réclamations des utilisateurs de réseau. Cet indicateur est incité financièrement.

En moyenne, le « taux de réponse aux réclamations dans un délai de 30 jours » est de 98,3 % sur la période de suivi.

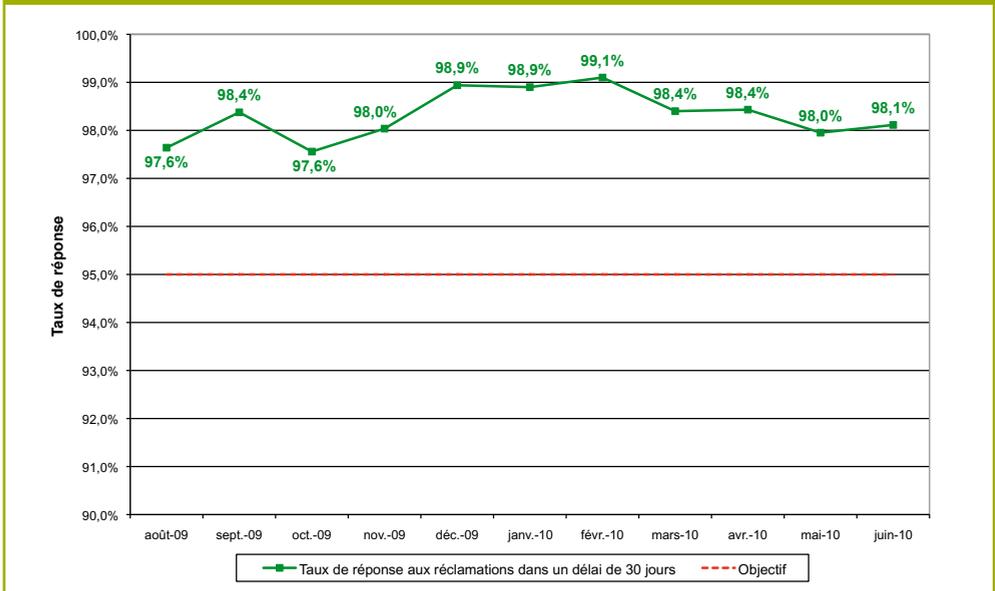
(33) À compter de la date de réception de la réclamation et de l'ensemble des éléments du dossier.

ERDF dépasse systématiquement l'objectif : atteignant son plus bas niveau (97,6 %) en août et en octobre 2009, le « taux de réponse aux réclamations dans un délai de 30 jours » est systématiquement supérieur à 98 % à partir de novembre 2009 et atteint 99,1 % en février 2010.

### 1.1.3. Bilan des incitations financières

L'indicateur « taux de réponse aux réclamations des utilisateurs dans un délai de 30 jours » est soumis à incitation financière : ERDF est pénalisé si moins de 95 % des réclamations obtiennent une réponse sous 30 jours. La pénalité est calculée par année civile et versée au CRCP. Sur la période allant du 1<sup>er</sup> août 2009 au 31 décembre 2009, ERDF ne verse pas de pénalité puisque l'objectif a été systématiquement dépassé.

Figure 49 - Taux de réponse aux réclamations des utilisateurs de réseau dans un délai de 30 jours



#### 1.1.4. Synthèse

Les réclamations des utilisateurs de réseau donnent un éclairage sur l'état de la relation entre ERDF et les utilisateurs. ERDF a mis en place l'ensemble des indicateurs de suivi relatifs aux réclamations des utilisateurs de réseau, conformément à l'exposé des motifs de TURPE 3.

Le nombre total de réclamations est plutôt stable sur la période de suivi, à l'exception d'une certaine saisonnalité observée pour les réclamations des consommateurs résidentiels et des producteurs pour motif « qualité

du réseau public ». Ce phénomène s'explique par le fait qu'en hiver le réseau public de distribution est soumis à plus de contraintes climatiques que le reste de l'année.

En moyenne, sur la période de suivi, 98,3 % des réclamations des utilisateurs de réseau obtiennent une réponse d'ERDF dans un délai de 30 jours. ERDF dépasse l'objectif de base associé à l'indicateur « taux de réponse aux réclamations des utilisateurs dans un délai de 30 jours » incité financièrement. En conséquence, ERDF ne verse pas de pénalité.

## 1.2. Prestations relatives au développement du marché

### 1.2.1. Présentation et enjeux

ERDF fournit diverses prestations aux utilisateurs de réseau. L'ensemble de ces prestations est détaillé dans son catalogue des prestations qui précise leurs conditions techniques et financières de réalisation. En particulier, le catalogue des prestations précise le délai standard (délai indicatif) ou le délai maximal de réalisation pour chaque prestation. Ces délais sont appelés « délais catalogue ».

Les demandes de prestations sont effectuées par les fournisseurs pour le compte de leurs clients au travers du portail SGE.

Dans le cadre du suivi de la qualité de service, il est apparu particulièrement utile de se concentrer sur les prestations les plus couramment demandées d'une part, et sur les prestations qui contribuent au bon fonctionnement du marché d'autre part :

- les prestations les plus couramment demandées par les fournisseurs pour le compte de leurs clients sont la mise en service et la résiliation :

- la mise en service sur installation existante consiste à rattacher un utilisateur au périmètre du fournisseur qu'il a choisi. Les procédés opérationnels de la mise en service varient selon les catégories de consommateurs finals : par exemple, le déplacement d'un agent d'ERDF est systématique pour les consommateurs industriels, mais pas pour les autres types de consommateurs. Le cas échéant, l'alimentation est rétablie et l'index de mise en service est transmis par ERDF au fournisseur. Le suivi de la qualité de service s'attache à analyser le respect des délais de réalisation de cette prestation au travers du « taux de mises en service sur installations existantes réalisées par tranche de délai et par catégorie de consommateurs »,
- la résiliation consiste à sortir contractuellement le point de connexion du périmètre du fournisseur. En gaz, cette prestation correspond à la mise hors service. Les procédés opérationnels de la résiliation varient selon les catégories de consommateurs finals : par exemple, le déplacement d'un agent d'ERDF est systématique pour les petits consommateurs professionnels et les consommateurs industriels, mais pas pour les consommateurs résidentiels. Le cas échéant, l'alimentation est suspendue et l'index de résiliation est transmis par ERDF au

fournisseur. Le suivi de la qualité de service s'attache à analyser le respect des délais de réalisation de cette prestation au travers du « taux de résiliations réalisées par tranche de délai et par catégorie de consommateurs » ;

- une prestation fondamentale pour le bon fonctionnement du marché est le changement de fournisseur : cette prestation consiste à détacher le point de connexion du périmètre contractuel du fournisseur titulaire pour le rattachier au périmètre du nouveau fournisseur choisi par le client. Cette prestation est gratuite. Le suivi de la qualité de service s'attache à analyser les délais de réalisation de cette prestation au travers du « taux de réalisation d'un changement de fournisseur par tranche de délai et par catégorie de consommateurs ».

Par ailleurs, la réalisation de certaines prestations nécessite le déplacement d'un agent du distributeur ainsi que la présence du consommateur final. Le respect par ERDF des rendez-vous planifiés avec les utilisateurs est un élément essentiel de la qualité du service rendu par ERDF. À ce titre, en cas de rendez-vous manqué du fait d'ERDF, les utilisateurs peuvent demander le versement d'une compensation financière forfaitaire. Cet aspect de la qualité de service est suivi par la CRE au travers du « nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ERDF ayant donné lieu au versement d'une compensation financière suite à réclamation ».

### 1.2.2. Tendances générales et événements remarquables

#### 1.2.2.1. Délai de réalisation d'une mise en service sur installation existante et d'une résiliation

L'indicateur utilisé pour suivre le respect des délais catalogue lors des mises en service est le « taux de mises en service sur installations existantes réalisées par tranche de délai et par catégorie de consommateurs » <sup>(34)</sup>.

L'indicateur utilisé pour suivre le respect des délais catalogue lors des résiliations est le « taux de résiliations réalisées par tranche de délai et par catégorie de consommateurs ».

Lors du dépôt de la demande de mise en service sur installation existante ou de résiliation sur le portail SGE, le fournisseur peut choisir (le plus souvent à la demande de l'utilisateur) une date de réalisation au-delà du délai catalogue. En conséquence, les fournisseurs peuvent être responsables de l'allongement des délais de réalisation de ces prestations. Dans le cadre du calcul des indicateurs, cet effet a été isolé en excluant les mises en service et les résiliations pour lesquelles le fournisseur a retenu une date au-delà du délai standard de réalisation ou n'a pas retenu la première date proposée dans le délai standard par le distributeur.

Il n'a pas été jugé pertinent d'afficher le nombre de mises en service et de résiliations comme cela est fait en gaz. En effet, à la différence du secteur gazier, les statistiques présentées pour les mises en service et les résiliations sont calculées sur le périmètre du SGE (clients en offre de marché, entreprises et professionnels au tarif réglementé de vente).

#### • *Consommateurs résidentiels*

Le délai maximal de réalisation d'une mise en service est de 5 jours ouvrés pour les consommateurs résidentiels.

Le délai standard de réalisation d'une résiliation est de 5 jours ouvrés pour les consommateurs résidentiels.

Pour ce type de consommateurs, la réalisation de ces prestations ne nécessite pas systématiquement le déplacement d'un agent d'ERDF.

(34) Pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA, cet indicateur inclut les mises en service « express » (sous 2 jours ouvrés) et les mises en services en urgence (dans la journée).

Figure 50 - Délai de réalisation d'une mise en service sur installation existante - consommateurs résidentiels

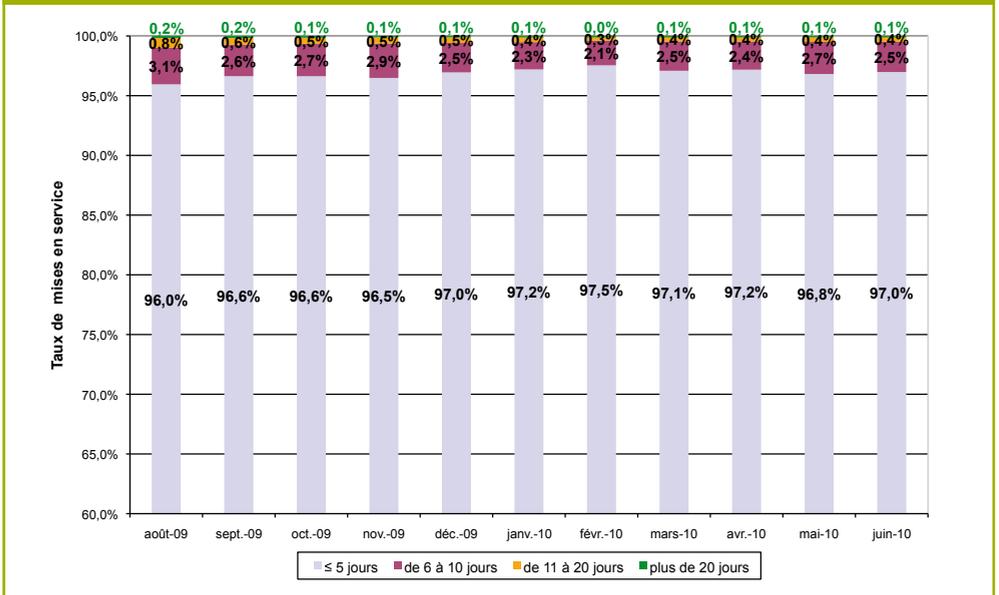
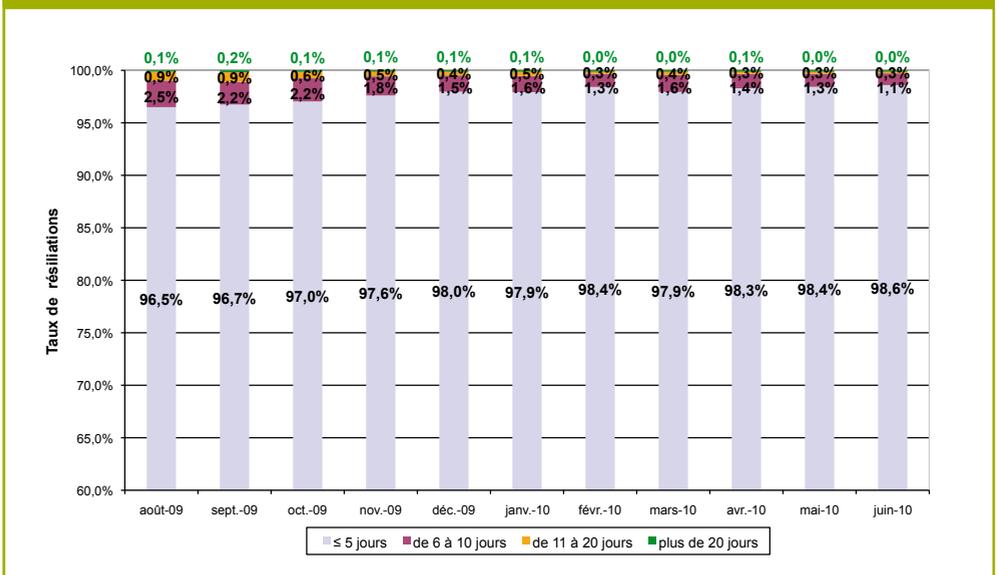


Figure 51 - Délai de réalisation d'une résiliation - consommateurs résidentiels



ERDF réalise une très bonne performance :

- le taux de mises en service réalisées dans les délais catalogue est compris entre 96 % (août 2009) et 97,5 % (février 2010), et vaut en moyenne 96,9 % ;
- le taux de résiliations réalisées dans les délais catalogue est compris entre 96,5 % (août 2009) et 98,6 % (juin 2010), et vaut en moyenne 97,8 % ;
- les taux s'améliorent sur la période de suivi de la qualité de service.

#### • *Petits consommateurs professionnels*

Le délai maximal de réalisation d'une mise en service sur installation existante est de 5 jours ouvrés pour les petits consommateurs professionnels.

Le délai standard de réalisation d'une résiliation est de 5 jours ouvrés pour les petits consommateurs professionnels.

Pour ce type de consommateurs, ERDF procède systématiquement à un déplacement afin de rétablir ou de couper l'alimentation, ce qui contribue à allonger les délais de réalisation des prestations et explique la moindre performance d'ERDF à l'égard des petits consommateurs professionnels en comparaison avec les consommateurs résidentiels :

- sur la période de suivi, en moyenne 89,6 % des mises en service sont réalisées dans le délai catalogue ;
- sur la période de suivi, en moyenne 78,2 % des résiliations sont réalisées dans le délai catalogue.

Le taux observé au mois d'août 2009 apparaît plus faible que pendant le reste de la période de suivi. Deux raisons principales viennent expliquer ce phénomène :

- en période estivale, les effectifs d'ERDF à même d'effectuer les déplacements nécessaires à la réalisation des mises en service sur installations existantes et des résiliations sont réduits ;
- le nombre de mises en service et de résiliations réalisées au mois d'août est relativement plus faible que le reste de l'année, ce qui vient accentuer la volatilité des indicateurs.

Les raisons de la moindre performance d'ERDF en termes de respect des délais de réalisation des résiliations en comparaison au respect des délais de réalisation des mises en service sont les suivantes :

- le délai catalogue des mises en service est un délai maximal alors qu'il s'agit d'un délai standard pour les résiliations ;
- les mises en services sont prioritaires dans les tournées d'interventions ;
- les clients demanderaient des délais de réalisation plus courts dans le cas des mises en service et seraient plus attentifs au respect des rendez-vous que pour les résiliations, dans la mesure où l'alimentation de leur local est suspendue ;
- sur la période de suivi de la qualité de service, on enregistre en moyenne trois fois plus de mises en service que de résiliations sur un mois, alors que le nombre de résiliations hors délai catalogue est sensiblement égal à celui des mises en service. D'où un taux de résiliations réalisées dans le délai standard systématiquement inférieur au taux de mises en service réalisées dans le délai catalogue.

En dépit de la légère augmentation du taux de mises en service réalisées dans le délai catalogue, ERDF doit encore améliorer sa performance pour les mises en service et les résiliations pour les petits consommateurs professionnels.

Figure 52 - Délai de réalisation d'une mise en service sur installation existante - petits consommateurs professionnels

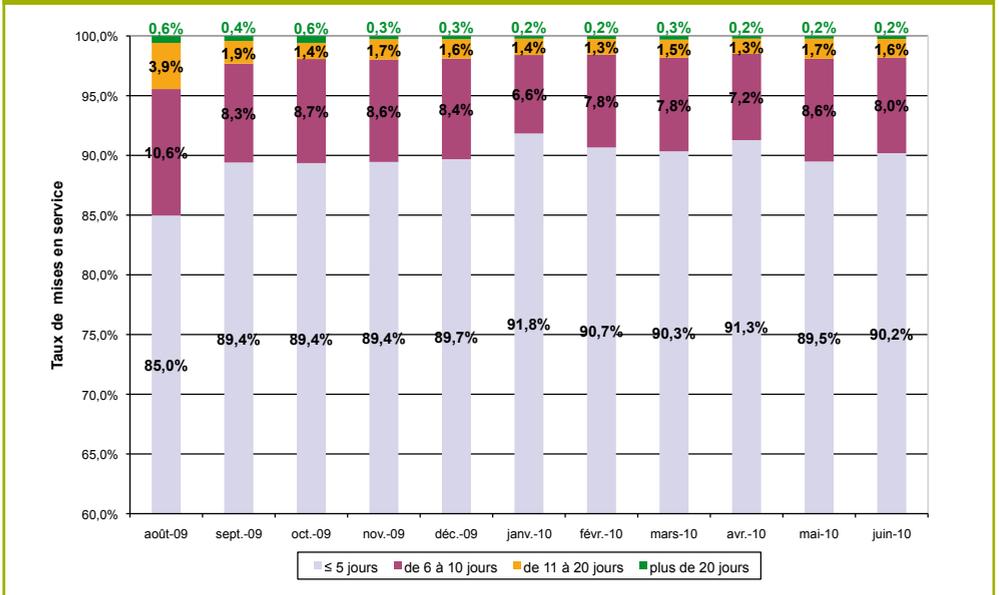
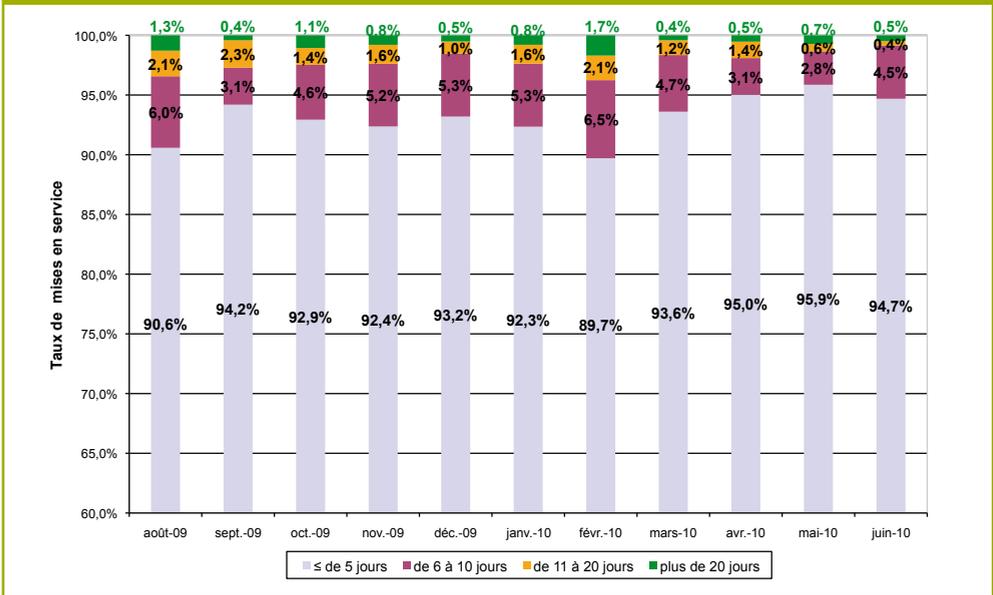


Figure 53 - Délai de réalisation d'une résiliation - petits consommateurs professionnels résidentiels



**Figure 54 - Délai de réalisation d'une mise en service sur installation existante - consommateurs industriels**



**Figure 55 - Délai de réalisation d'une résiliation - consommateurs industriels**



#### • *Consommateurs industriels*

Le délai standard de réalisation d'une mise en service sur installation existante est de 5 jours ouvrés pour les consommateurs industriels.

Le délai standard de réalisation d'une résiliation est de 5 jours ouvrés pour les consommateurs industriels.

Pour ce type de consommateurs, ERDF procède systématiquement à un déplacement afin de rétablir ou de couper l'alimentation, ce qui contribue à allonger les délais de réalisation des prestations et explique la moindre performance d'ERDF à l'égard des consommateurs industriels par rapport aux consommateurs résidentiels :

- sur la période de suivi, le taux moyen de réalisation de mises en service dans les délais catalogue est de 93,1 % pour les consommateurs industriels ;
- sur la période de suivi, le taux moyen de réalisation de résiliations dans les délais catalogue est de 90,6 % pour les consommateurs industriels.

Le taux observé au mois d'août 2009 apparaît plus faible que pendant le reste de la période de suivi. Les raisons en sont les mêmes que pour les petits consommateurs professionnels.

Depuis avril 2010, environ 95 % des mises en service des consommateurs industriels sont réalisées dans les délais catalogue, ce qui est une bonne performance. L'enjeu est maintenant qu'ERDF se maintienne à ce niveau.

On observe une amélioration du taux de résiliations réalisées dans le délai catalogue depuis février 2010. Cependant, des améliorations sont encore à attendre.

#### **1.2.2.2. Délai de réalisation d'un changement de fournisseur**

L'indicateur utilisé pour suivre le délai de réalisation d'un changement de fournisseur est le

« taux de réalisation d'un changement de fournisseur par tranche de délai et par catégorie de consommateurs ».

La date de changement de fournisseur étant choisie par les fournisseurs eux-mêmes, cet indicateur traduit essentiellement le comportement des fournisseurs et ne mesure donc pas la performance d'ERDF au regard du respect des dates souhaitées par ces derniers.

Avant juillet 2009, pour les consommateurs résidentiels et petits professionnels, le changement de fournisseur était réalisé à la date d'effet choisie par le fournisseur qui devait être comprise entre les jours J+21 et J+42 (jours calendaires), pour une demande déposée le jour J.

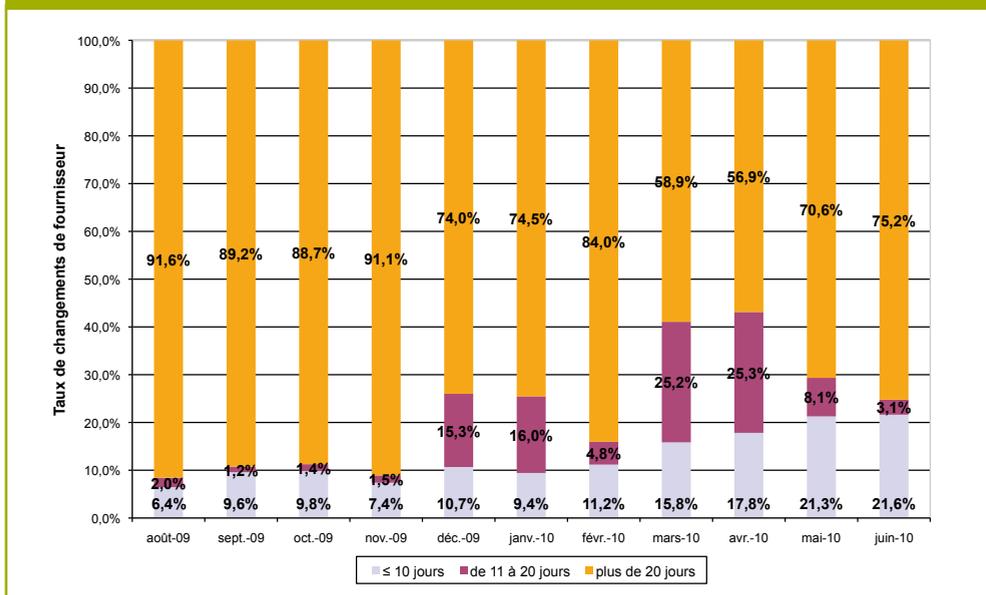
Depuis juillet 2009, la date d'effet choisie par le fournisseur doit maintenant est comprise entre les jours J+10 et J+42.

Une évolution du comportement des fournisseurs est observable à partir de décembre 2009 pour les consommateurs résidentiels et de novembre 2009 pour les petits consommateurs professionnels. Elle se traduit par une augmentation du « taux de changements de fournisseur » demandés dans des délais compris entre 10 et 20 jours. Cette évolution s'explique probablement par une meilleure intégration par les fournisseurs de la modification de la procédure de changement de fournisseur intervenue en juillet 2009.

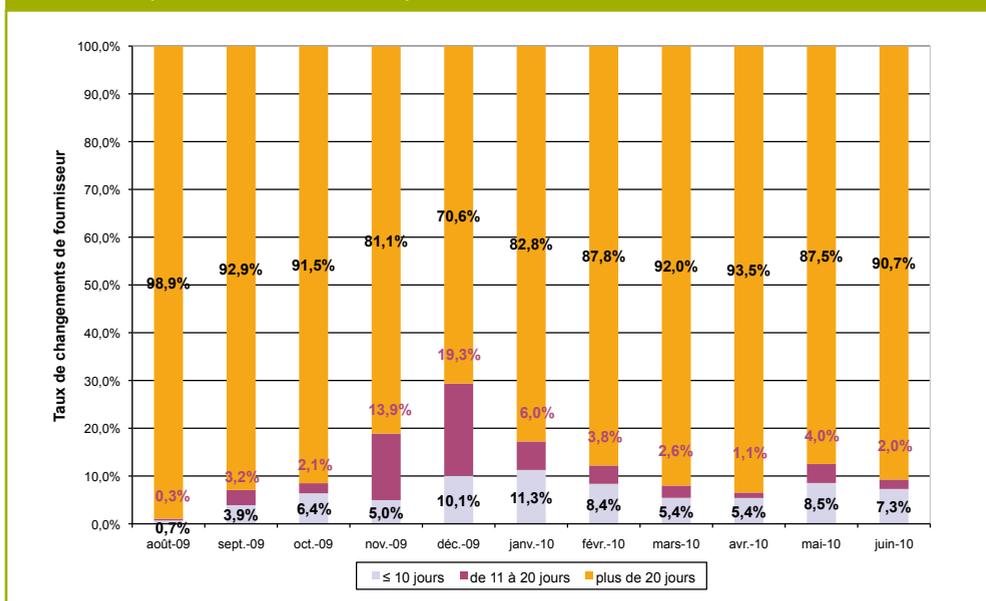
Les écarts de délais observés entre les consommateurs résidentiels et les petits professionnels sont directement liés à la date souhaitée par les fournisseurs. Deux hypothèses peuvent être envisagées :

- les fournisseurs peuvent avoir des comportements différents selon les segments de clients ;
- les petits consommateurs professionnels anticipent davantage leurs demandes que les consommateurs résidentiels.

**Figure 56 - Délai de réalisation d'un changement de fournisseur - consommateurs résidentiels**



**Figure 57 - Délai de réalisation d'un changement de fournisseur - petits consommateurs professionnels**



1.2.2.3. Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ERDF

Le respect des rendez-vous planifiés par ERDF est suivi au travers de l'indicateur « nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ERDF ayant donné lieu au versement d'une compensation financière suite à réclamation ». Cet indicateur est soumis à incitation financière. Les compensations financières sont versées directement aux consommateurs.

La hausse du nombre de réclamations signalées faisant l'objet d'une indemnisation pour les consommateurs résidentiels s'explique, selon ERDF, par une connaissance croissante du dispositif de compensation financière.

Les écarts entre segments de clientèle s'expliquent par des différences de volumétrie d'utilisateurs et de rendez-vous planifiés.

1.2.3. Bilan des incitations financières

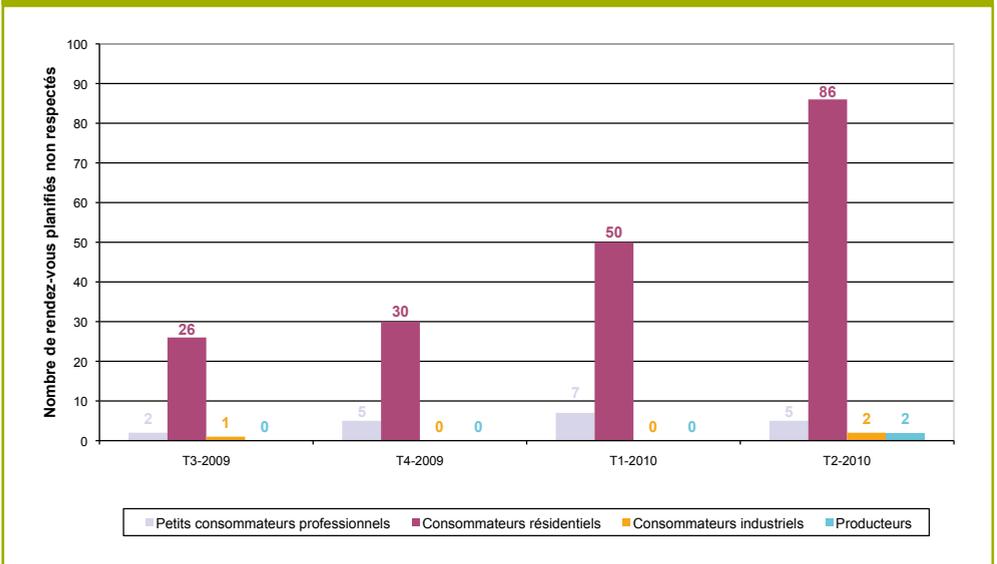
Les montants des compensations financières versés dans le cadre du suivi de l'indicateur « nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ERDF ayant donné lieu au versement d'une compensation financière suite à une réclamation » sont identiques à ceux facturés par ERDF en cas de non exécution d'une intervention programmée du fait de l'utilisateur ou d'un tiers autorisé pour chaque rendez-vous non tenu. Ces compensations financières pour « déplacement vain » s'élèvent, sur la période d'étude, à :

- 23,75 € <sup>(35)</sup> pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA ;
- 90,78 € <sup>(36)</sup> pour les utilisateurs BT > 36 kVA et HTA.

(35) 23,89 € depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2010.

(36) 91,32 € depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2010.

Figure 58 - Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ERDF ayant donné lieu au versement d'une compensation financière suite à réclamation



Remarque : les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

Ainsi, le montant total de compensations financières versé aux utilisateurs de réseau s'élève à 5 465,15 € sur la période d'août 2009 à juillet 2010.

#### 1.2.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service

L'indicateur « taux de réalisation d'un changement de fournisseur par tranche de délai et par catégorie de consommateurs » donne une

photo du comportement des fournisseurs plus qu'il ne reflète la performance d'ERDF. Ainsi, afin de mieux suivre la qualité de service offerte par ERDF dans ce domaine, la CRE envisage de suivre un nouvel indicateur qui permettrait de mesurer le respect par ERDF de la date de changement de fournisseur demandée par les fournisseurs. Cet indicateur correspondrait à celui déjà produit par ERDF pour les fournisseurs dans le cadre du Comité des utilisateurs de réseau de distribution d'électricité (CURDE).

#### 1.2.5. Synthèse

ERDF a mis en place l'ensemble des indicateurs relatifs aux prestations conformément aux règles tarifaires de TURPE 3.

Les délais de réalisation des prestations couramment demandées telles que les mises en service sur installations existantes et les résiliations sont très satisfaisants pour les consommateurs résidentiels. Cependant des améliorations sont encore à attendre pour les petits consommateurs professionnels et ERDF doit stabiliser ses performances vis-à-vis des consommateurs industriels.

Afin de mieux refléter la performance du distributeur pour sa prestation de changement de fournisseur, cruciale pour le bon

fonctionnement du marché, la CRE envisage la création d'un indicateur mesurant le respect par ERDF de la date de changement de fournisseur demandée par les fournisseurs.

Le nombre de rendez-vous non respectés par ERDF ayant fait l'objet d'une compensation financière suite à réclamation est faible. Il est toutefois en augmentation sur le segment des consommateurs résidentiels du fait, selon ERDF, d'une connaissance croissante du dispositif de compensation financière. Le montant total de compensations financières versé aux utilisateurs de réseau suite à une réclamation au motif du non respect par ERDF d'un rendez-vous planifié s'élève à 5 465,15 € sur la période d'août 2009 à juillet 2010.

### 1.3. Prestations de raccordement

#### 1.3.1. Présentation et enjeux

Raccorder une installation au réseau de distribution consiste à la relier physiquement au réseau de distribution d'électricité concédé à ERDF. Cela peut se faire par un simple branchement comme nécessiter une extension de réseau.

La procédure de raccordement d'une installation compte trois étapes :

- les utilisateurs de réseau demandent un raccordement auprès d'ERDF. Pour cela, ils peuvent :
  - formuler leur demande via le site internet d'ERDF (uniquement pour les utilisateurs du marché de masse <sup>(37)</sup>) ;

(37) Le marché de masse est constitué des consommateurs résidentiels et des producteurs BT ≤ 36 kVA.

- contacter ERDF par courrier, mail ou téléphone :
  - > les coordonnées postales et électroniques des entités locales sont disponibles sur le site d'ERDF, par simple saisie du code postal de la commune d'implantation du projet ;
  - > un numéro d'accueil « raccordement électricité » public est accessible à l'ensemble des segments de clientèle :
    - pour les utilisateurs du marché de masse, c'est le point d'accueil et de suivi de leurs affaires de raccordement ;
    - pour les utilisateurs du marché d'affaires <sup>(38)</sup>, cet accueil constitue un premier point d'entrée, un interlocuteur raccordement d'ERDF étant ensuite désigné pour assurer la relation tout au long de l'opération de raccordement ;
  - > un numéro d'accueil « raccordement électricité producteur » est à la disposition des demandeurs de raccordement production, pour chacun de deux segments (BT  $\leq$  36 kVA ; BT > 36 kVA et HTA) ;
- une fois le dossier complet et validé, ERDF étudie l'impact de la demande sur le réseau existant et détermine la solution de raccordement de meilleur coût. Sur cette base, ERDF rédige puis envoie une proposition technique et financière (PTF) au demandeur de raccordement. La PTF inclut une offre technique, une offre financière et un échéancier prévisionnel. Pour les producteurs et les consommateurs BT > 36 kVA et HTA, et une fois la PTF acceptée par le demandeur, ce dernier et ERDF contractualisent le raccordement par une convention de raccordement. Par mesure de simplification pour les consommateurs BT  $\leq$  36 kVA, ces deux documents sont réunis en un seul contrat appelé la « proposition de raccordement » (PDR). Pour les producteurs BT  $\leq$  36 kVA, la PRD est regroupée avec le contrat d'accès au réseau au sein du « contrat de raccordement d'accès au réseau et d'exploitation » (CRAE).

Ce document, transmis au demandeur, constitue alors une offre ferme et définitive ;

- une fois obtenu l'accord du demandeur de raccordement et l'acompte versé, les travaux de raccordement de l'installation du demandeur au réseau de distribution peuvent commencer. À l'issue des travaux, la mise en exploitation des ouvrages et leur mise sous tension marquent la fin du raccordement. Celui-ci peut alors être mis en service sous certaines conditions, en particulier la conformité de l'installation intérieure.

Sur la période d'analyse, ERDF a dû faire face à une augmentation très sensible du nombre de demandes de raccordement :

- l'augmentation du nombre de permis de construire délivrés au 4<sup>e</sup> trimestre 2009 a conduit à la hausse du nombre de demandes de raccordement des consommateurs finals ;
- l'annonce, à la fin de l'année 2009, d'une baisse prochaine des tarifs d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque a conduit à une hausse brutale du nombre de demandes de raccordement des producteurs. Cette situation a contraint ERDF à procéder à une réallocation conjoncturelle de ses moyens humains.

Dans ce contexte particulier, les indicateurs de suivi de la qualité de service s'attachent à suivre les performances d'ERDF en matière de respect de ses engagements à chaque étape du processus de raccordement :

- un indicateur suit l'accessibilité de l'accueil téléphonique ;
- deux indicateurs analysent les délais d'envoi des PTF ;
- deux indicateurs sont utilisés pour suivre les performances d'ERDF en matière de délais de réalisation des travaux de raccordement ;
- un indicateur suit la performance d'ERDF en matière de respect de la date de mise en exploitation du raccordement.

(38) Le marché d'affaire est constitué des utilisateurs autres que les consommateurs résidentiels et les producteurs BT  $\leq$  36 kVA.

Deux remarques préliminaires sont nécessaires avant de procéder à l'analyse des données relatives aux prestations de raccordement :

- les données transmises par ERDF au titre du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 relatives au nombre de PTF émises et au nombre de raccordements mis en exploitation ne sont pas comparables avec les chiffres des autres trimestres. En effet, du fait de l'entrée en vigueur du TURPE 3 le 1<sup>er</sup> août 2009, et donc de la mise en application de la régulation incitative à compter de cette même date, les données transmises par ERDF au titre du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre ;
- les SI utilisés par ERDF ne servaient à l'origine qu'au pilotage et à la gestion des affaires de travaux de raccordement. L'adaptation des SI au suivi des indicateurs introduits par le TURPE 3 a nécessité plusieurs mois de travail si bien qu'il n'a pas été possible d'obtenir un historique complet de données pour l'ensemble des indicateurs relatifs au raccordement des utilisateurs du marché d'affaires.

### 1.3.2. Tendances générales et événements remarquables

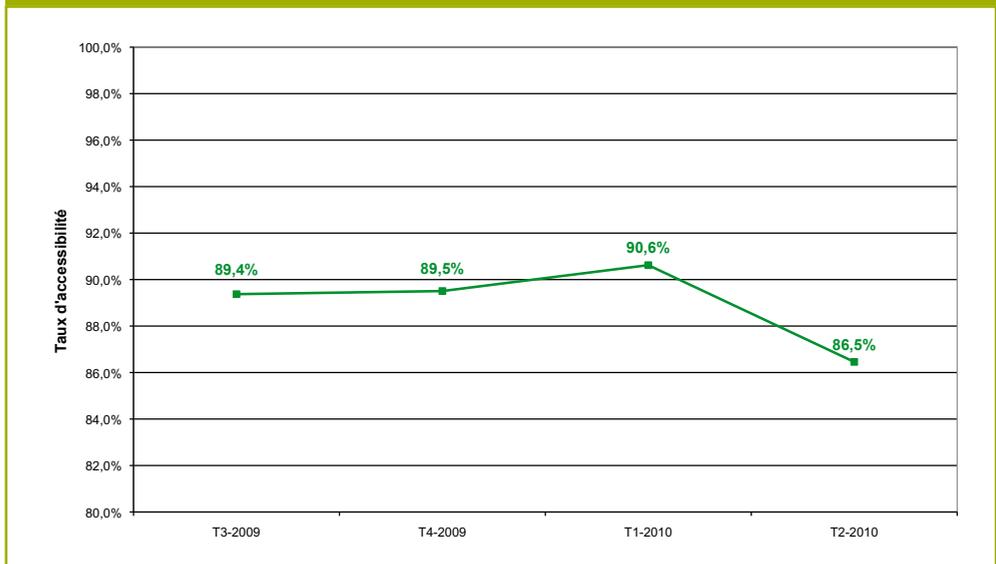
#### 1.3.2.1. Accessibilité de l'accueil « raccordement électricité »

L'indicateur « taux d'accessibilité de l'accueil raccordement électricité » mesure l'efficacité de la prise d'appels sur la ligne « raccordement électricité ».

ERDF réalise une performance satisfaisante : en moyenne, 89 % des appels reçus sont traités. La légère baisse du taux d'accessibilité au 2<sup>e</sup> trimestre 2010 reste toutefois à surveiller.

Le caractère public de ce numéro peut avoir des effets pervers, telle que la réception d'appels indus de la part de certains fournisseurs ou d'appels pour des motifs autres que le raccordement. D'après ERDF, dans certaines régions, jusqu'à 30 % des appels reçus sur ce numéro n'ont pas pour objet le raccordement. ERDF cherche à résoudre ce problème, ce qui pourra contribuer à améliorer la qualité de l'accueil des demandeurs de raccordement.

Figure 59 - Taux d'accessibilité de l'accueil « raccordement électricité »



1.3.2.2. Délai d'envoi des PTF

Les délais d'envoi des PTF sont suivis au travers de deux indicateurs :

- le « taux de PTF envoyées hors délai » indique dans quelle mesure ERDF respecte ses engagements <sup>(39)</sup> en matière de délai d'envoi des

PTF. Cet indicateur est soumis à incitation financière ;

- le « délai moyen d'envoi des PTF » mesure la performance moyenne d'ERDF en matière de délai d'envoi des PTF.

ERDF s'engage à envoyer les PTF dans les délais suivants :

	Sans extension de réseau	Avec extension de réseau
Consommateur individuel BT ≤ 36 kVA <sup>(40)</sup>	10 jours ouvrés	6 semaines
Consommateur BT > 36 kVA	10 jours ouvrés	3 mois
Consommateur HTA		3 mois
Producteur BT pur (nouvelle installation)		3 mois
Producteur BT sur installation de consommation existante <sup>(41)</sup>	6 semaines	3 mois
Producteur et consommateur BT ≤ 36 kVA		3 mois
Producteur HTA		3 mois
Consommateur collectif		3 mois

• *Utilisateurs du marché de masse*

En dépit du contexte particulier de forte croissance des demandes de raccordement, ERDF est parvenu à limiter la dégradation de l'indicateur pour les consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA (avec et sans extension de réseau).

de demandes de raccordement (1,4 fois plus de demande d'un trimestre sur l'autre entre mi-2009 et le 1<sup>er</sup> trimestre 2010). En dépit des actions mises en œuvre pour faire face à cet afflux, le distributeur enregistre une augmentation du taux de PTF envoyées hors délai au 4<sup>e</sup> trimestre 2009 et au 1<sup>er</sup> trimestre 2010.

La situation est plus délicate pour les producteurs BT ≤ 36 kVA : suite à l'annonce de baisse des tarifs d'achat à la fin de l'année 2009, ERDF enregistre une forte augmentation du nombre

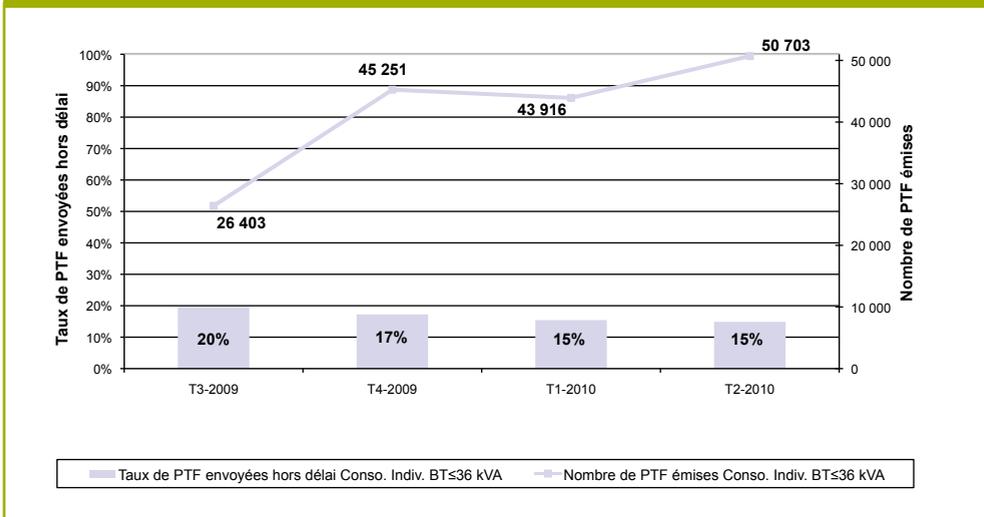
de demandes de raccordement de la part des utilisateurs du marché de masse crée un engorgement au niveau de la capacité de traitement des demandes de raccordement. Cela se traduit mécaniquement par un allongement des délais moyens à partir du 1<sup>er</sup> trimestre 2010. Néanmoins, ERDF parvient à contenir le niveau de délai moyen d'envoi des PTF vis-à-vis des consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA et des producteurs BT ≤ 36 kVA puisque le délai moyen observé chaque trimestre est systématiquement inférieur respectivement de 10 jours et 6 semaines.

(39) Ces engagements figurent dans le barème de facturation des opérations de raccordement au réseau public de distribution.

(40) À titre indicatif, sur la base des affaires collectées dans les SI d'ERDF sur les dix premiers mois de 2010, 97 % des affaires de raccordement des consommateurs BT ≤ 36 kVA sont sans extension de réseau en zone ERDF.

(41) À noter que la loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement a fixé à un mois le délai maximum d'envoi des PTF pour les raccordements sans extension des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance installée inférieure ou égale à 3 kVA.

**Figure 60 - Taux de PTF envoyées hors délai - consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA**



Remarque : les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

**Figure 61 - Délai moyen d'envoi des PTF en jours ouvrés - consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA**

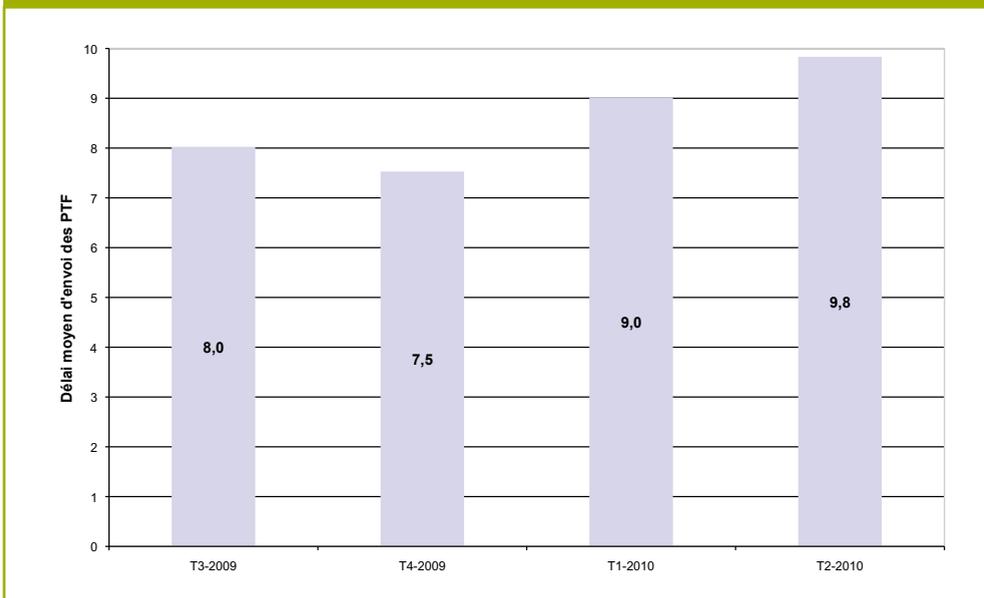
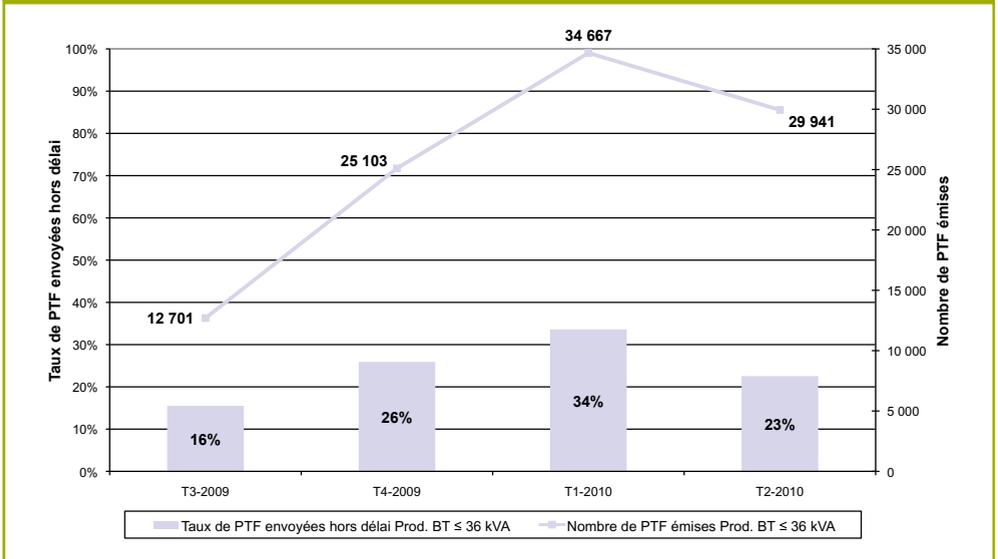
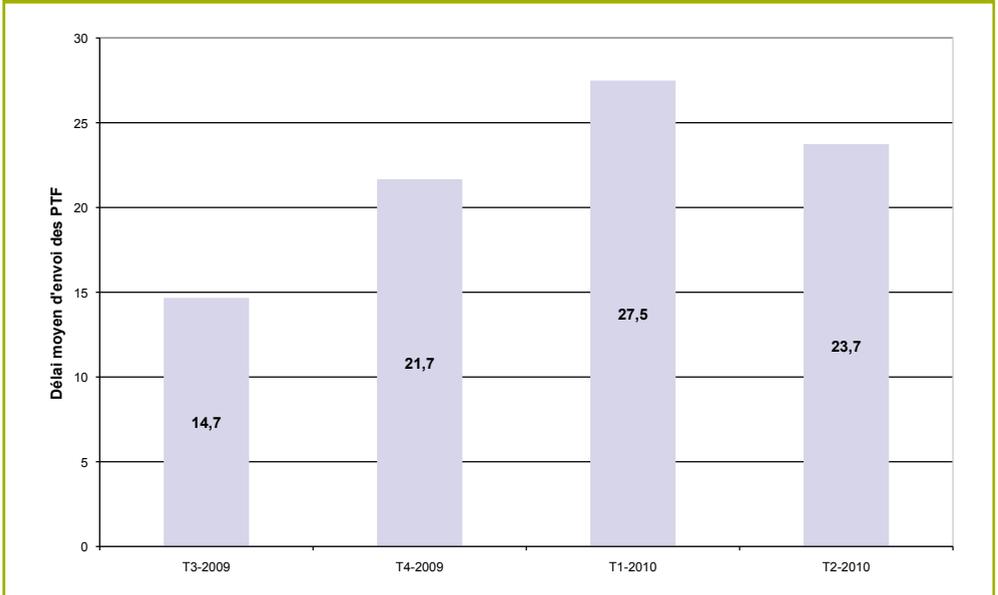


Figure 62 - Taux de PTF envoyées hors délai - producteurs BT ≤ 36 kVA



Remarque : les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

Figure 63 - Délai moyen d'envoi des PTF en jours ouvrés - producteurs BT ≤ 36 kVA

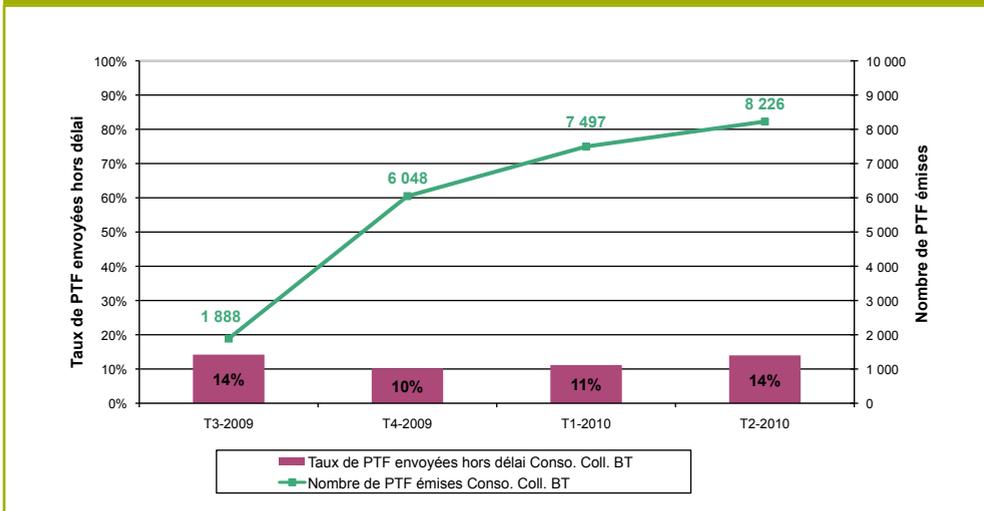


- *Utilisateurs du marché d'affaires*

La performance d'ERDF concernant le raccordement des consommateurs du marché d'affaires reste

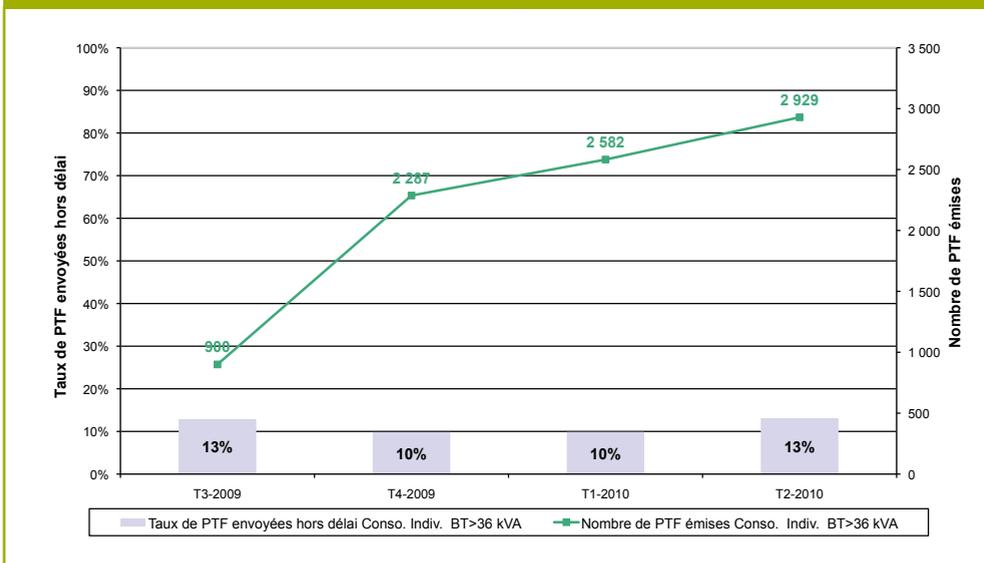
relativement stable sur la période d'étude malgré une hausse des demandes de raccordement.

**Figure 64 - Taux de PTF envoyées hors délai - consommateurs collectifs BT**



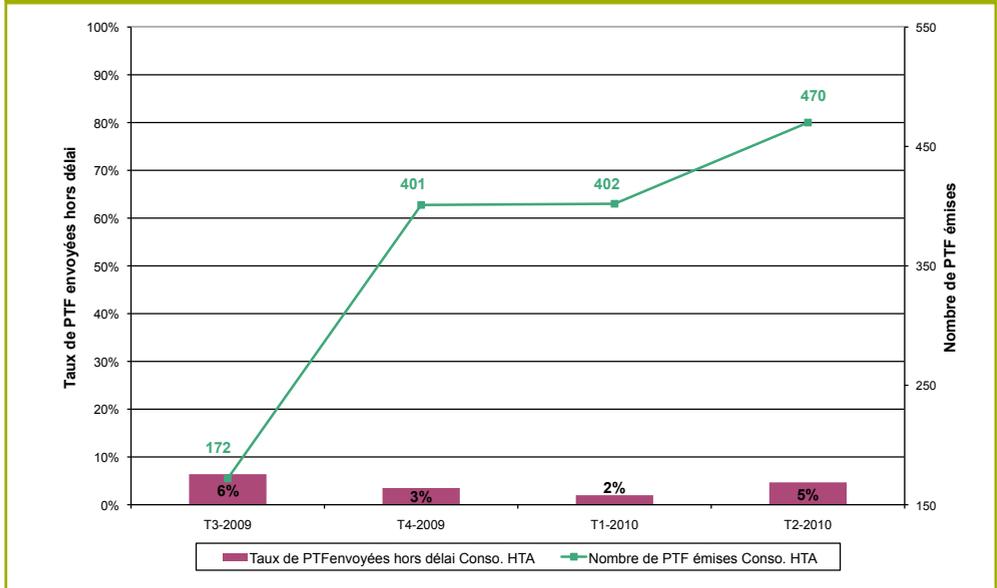
Remarque : les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

**Figure 65 - Taux de PTF envoyées hors délai - consommateurs individuels BT > 36 kVA**



Remarque : les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

Figure 66 - Taux de PTF envoyées hors délai - consommateurs HTA



Remarque : les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

S'agissant des producteurs BT > 36 kVA et HTA, en dépit des actions mises en œuvre pour faire face à la forte croissance des demandes de raccordement entraînant un accroissement important du volume des études préalables à l'élaboration des PTF, ERDF enregistre sur ce segment une augmentation du taux de PTF envoyées hors délai au 2<sup>e</sup> trimestre 2010.

Le décalage de performance observée entre les petits producteurs et les producteurs BT > 36 kVA est dû à des engagements en termes de délai d'envoi des PTF différents : l'engagement en termes de délai d'envoi des PTF pour les producteurs BT > 36 kVA et HTA étant de trois mois (contre six semaines pour les producteurs BT ≤ 36 kVA), la situation d'engorgement vécue pour les producteurs BT ≤ 36 kVA au 1<sup>er</sup> trimestre 2010 se reproduit pour les producteurs BT > 36 kVA et HTA avec un trimestre de décalage.

La hausse des demandes de raccordement se traduit également par une augmentation au 2<sup>e</sup> trimestre 2010 du délai moyen d'envoi des PTF.

### 1.3.2.3. Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement

Le « délai moyen de réalisation des travaux de raccordement » est calculé pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA sans extension. Le recours au calcul d'une moyenne est légitimé par le fait qu'il s'agit d'un acte technique relativement simple, le délai étant celui de la programmation, les travaux étant généralement effectués dans la journée. En conséquence, la moyenne traduit bien le délai de réalisation des travaux de raccordement pour ce type d'utilisateurs et ne masque pas une grande variabilité des délais.

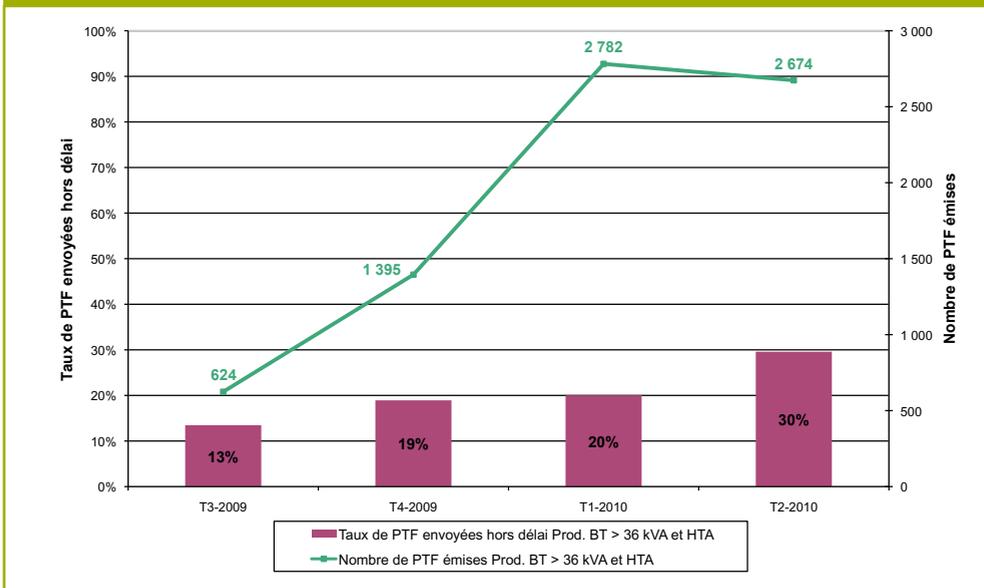
La fin des travaux de raccordement sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF est fixée à une date convenue avec les utilisateurs de réseau.

La hausse du délai moyen de réalisation des travaux de raccordement des consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA et des producteurs BT ≤ 36 kVA au 1<sup>er</sup> et au 2<sup>e</sup> trimestre 2010 est due à l'augmentation importante du nombre de

demandes de raccordement des producteurs. Les entreprises de sous-traitants en charge des travaux pour ces deux types de raccordement

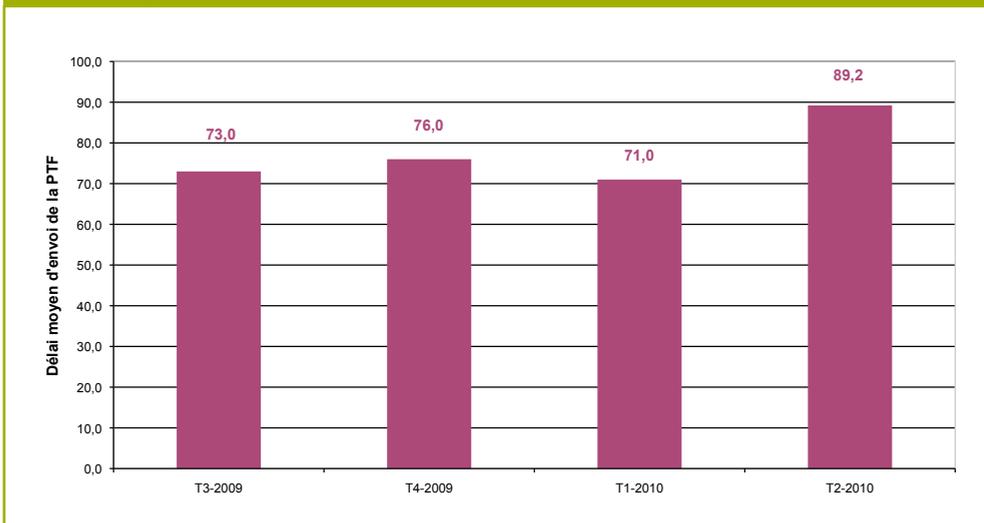
étant les mêmes, ces entreprises ont été très fortement sollicitées, ce qui explique l'allongement des délais.

**Figure 67 - Taux de PTF envoyées hors délai - producteurs BT > 36 kVA et HTA**

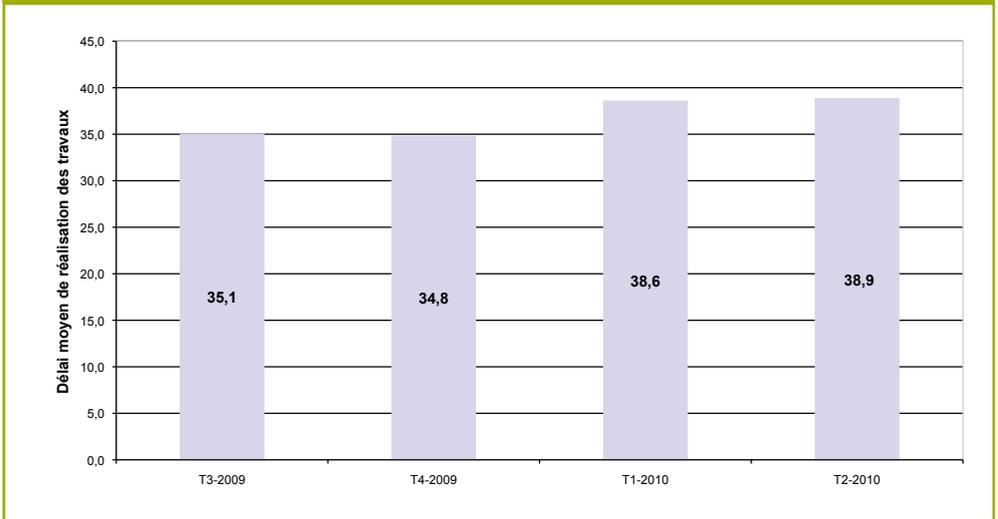


Remarque: les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

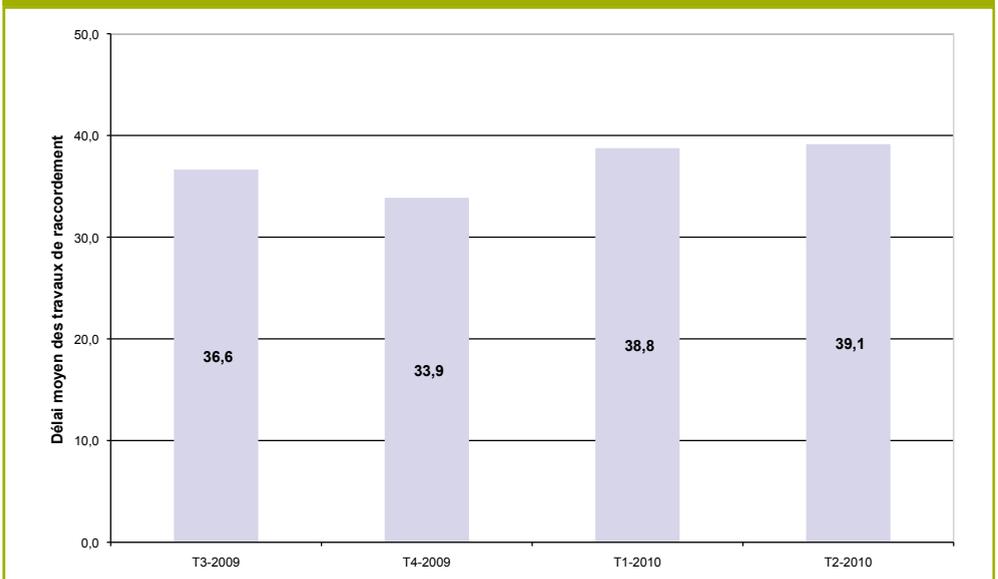
**Figure 68 - Délai moyen d'envoi des PTF en jours ouvrés - producteurs BT > 36 kVA et HTA**



**Figure 69 - Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement en jours ouvrés - consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA (sans extension)**



**Figure 70 - Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement en jours ouvrés - producteurs BT ≤ 36 kVA (sans extension)**



#### 1.3.2.4. Taux de réalisation des travaux de raccordement par tranche de délai

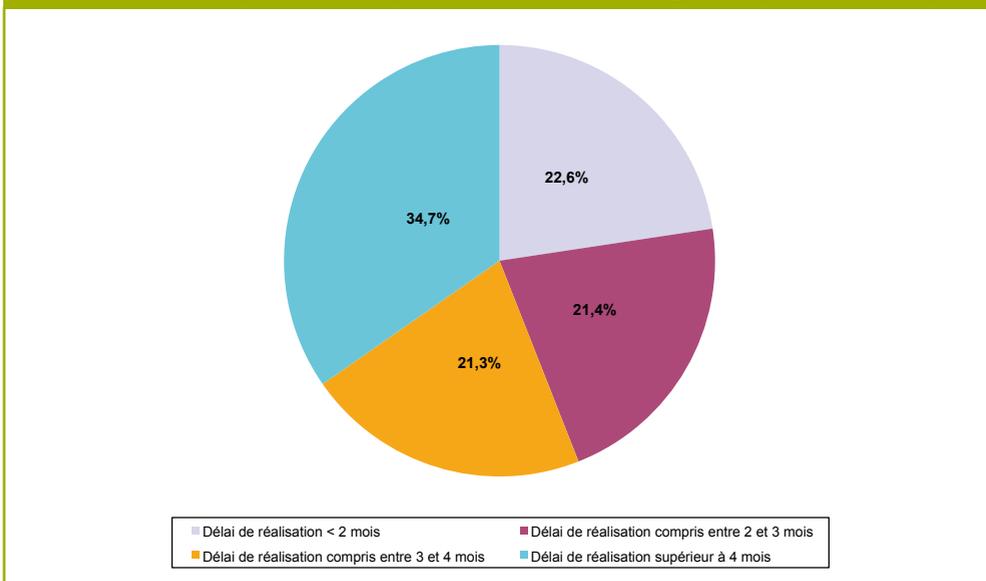
Le « taux de réalisation des travaux de raccordement par tranche de délai » est calculé pour les utilisateurs autres que BT  $\leq$  36 kVA sans extension. La plus grande complexité de l'acte technique ainsi que les différents délais de validation des dossiers administratifs peuvent être à l'origine d'une certaine variabilité des délais de réalisation ce qui rend inapproprié le recours à un indicateur moyen.

La fin des travaux de raccordement sous maîtrise d'ouvrage d'ERDF est fixée à une date convenue avec les utilisateurs de réseau.

Seules les données du 1<sup>er</sup> et du 2<sup>e</sup> trimestre 2010 sont disponibles pour des raisons de SI ou parce que la très faible volumétrie de travaux de raccordement pour certains types d'utilisateurs (producteurs  $\leq$  36 kVA avec extension) rend non significative toute analyse statistique. Il est donc difficile de dégager une tendance pour l'ensemble des segments de clientèle.

- *Utilisateurs du marché de masse*

Figure 71 - Moyenne du taux de réalisation des travaux de raccordement par tranche de délai (T1 et T2 2010) - consommateurs BT  $\leq$  36 KVA (avec extension)



• *Utilisateurs du marché d'affaires*

La meilleure performance apparente d'ERDF vis-à-vis des consommateurs individuels BT > 36 kVA par rapport aux consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA avec extension est due au fait que pour les consommateurs BT > 36 kVA, les cas de raccordement considérés sont avec et sans extension réseau, ce qui contribue à augmenter la part des travaux réalisés dans des délais inférieurs ou égaux à deux mois.

La meilleure performance apparente d'ERDF vis-à-vis des consommateurs individuels

BT > 36 kVA relativement aux consommateurs individuels HTA est due au fait que :

- les raccordements HTA comprennent toujours une extension parfois assez longue, ce qui induit des délais de travaux par nature plus importants, conduisant à augmenter la part des travaux réalisés dans des délais supérieurs à quatre mois ;
- les raccordements BT > 36 kVA incluent des cas de raccordement sans extension de réseau qui sont par essence plus rapides.

**Figure 72 - Moyenne du taux de réalisation des travaux de raccordement par tranche de délai (T1 et T2 2010) - consommateurs BT > 36 kVA**

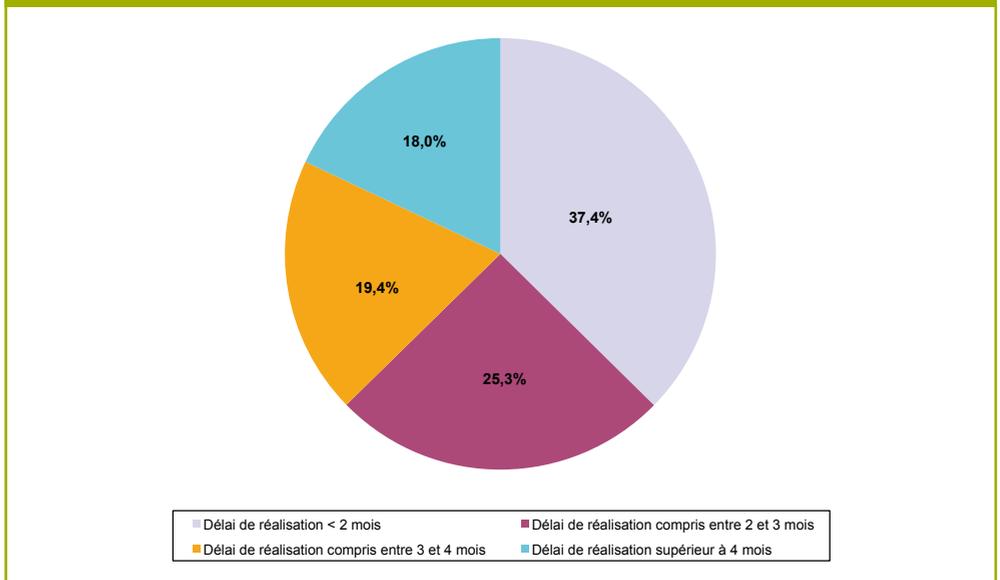


Figure 73 - Moyenne du taux de réalisation des travaux de raccordement par tranche de délai (T1 et T2 2010) - consommateurs HTA

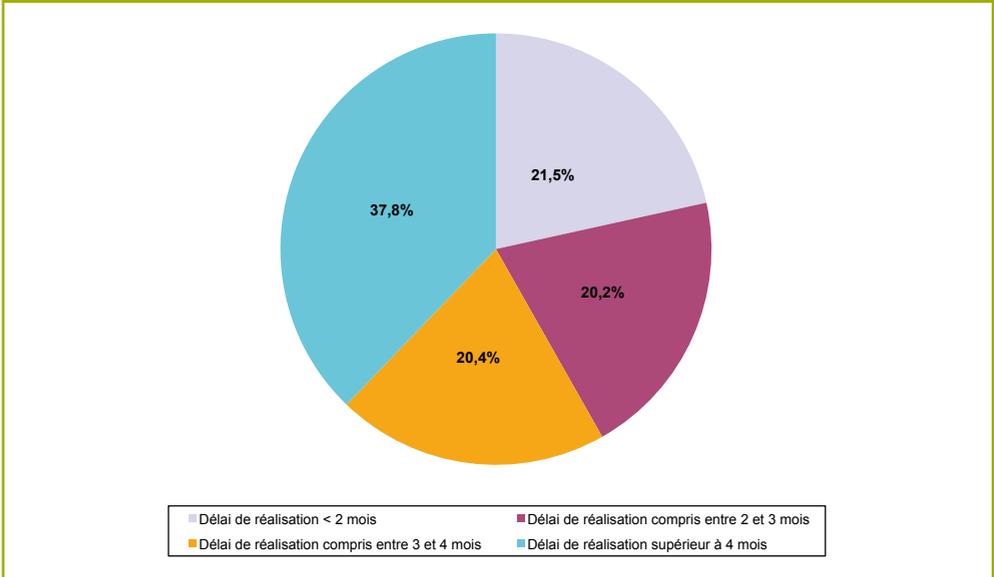
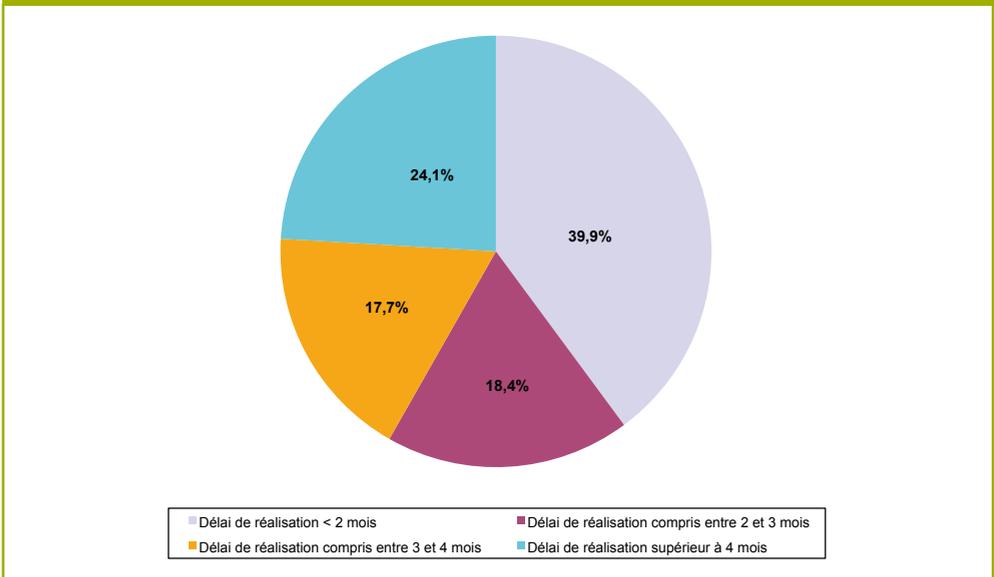


Figure 74 - Moyenne des délais de réalisation des travaux de raccordement par tranche de délai (T1-T2 2010) - producteurs BT > 36 kVA et HTA



### 1.3.2.5. Respect de la date convenue de mise en exploitation

Le « taux de respect de la date convenue de mise en exploitation » traduit à la fois l'aléa des délais de programmation des travaux, dû par exemple à l'obtention des autorisations administratives ou à la disponibilité des entreprises de travaux, ainsi que l'aléa de réalisation des travaux eux-mêmes.

La date de mise en exploitation est convenue entre ERDF et l'utilisateur.

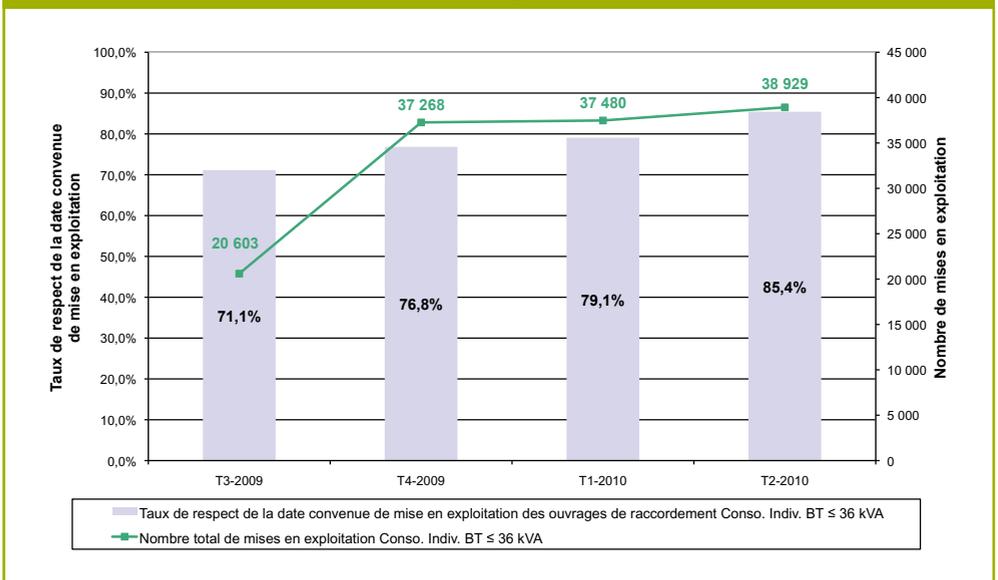
- **Utilisateurs du marché de masse**

Pour les consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA, on observe une amélioration continue du taux de mises en exploitation réalisées à la date convenue en dépit de l'augmentation du

nombre de mises en exploitation : égal à 71,1 % au 3<sup>e</sup> trimestre 2010, le taux atteint 85,4 % à la fin de la période de suivi. Si la régulation incitative contribue à expliquer cette performance, l'introduction récente d'un indicateur de suivi dans les dispositifs de pilotage interne d'ERDF joue aussi un grand rôle. ERDF estime que des améliorations sont encore possibles.

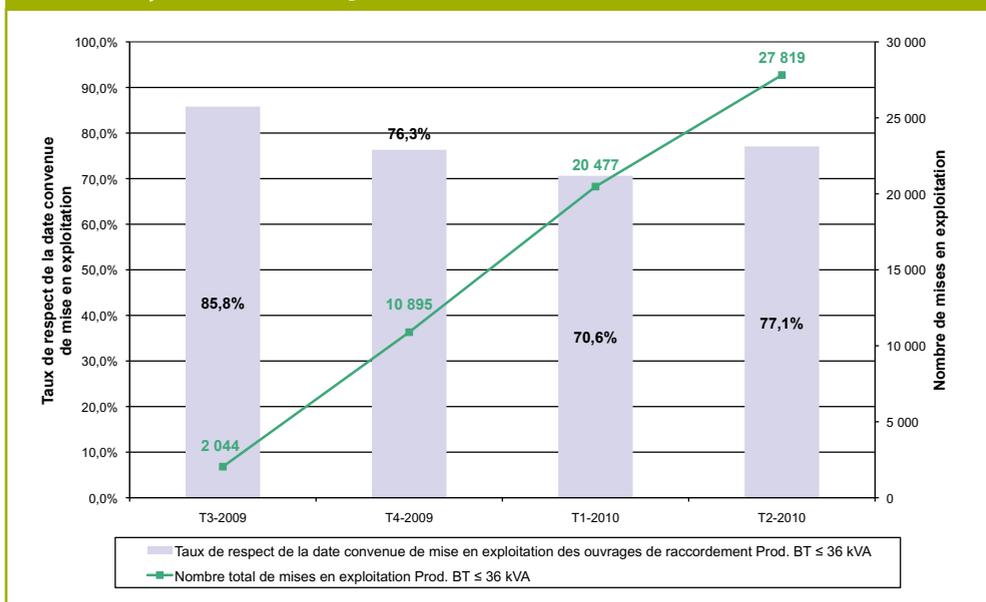
Pour les producteurs BT ≤ 36 kVA, on observe une baisse suivie d'une amélioration, au 2<sup>e</sup> trimestre 2010, du taux de mises en exploitation réalisées à la date convenue. Malgré cette amélioration, ce taux reste en deçà de celui observé pour les raccordements de consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA. Ce phénomène traduit les difficultés rencontrées par ERDF pour faire face à l'augmentation importante du nombre de raccordements.

**Figure 75 - Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation - consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA**



Remarque : les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

**Figure 76 - Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation - producteurs BT ≤ 36 kVA**



Remarque : les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

• **Utilisateurs du marché d'affaires**

Pour les consommateurs collectifs BT, individuels BT > 36 kVA et HTA, ERDF n'a pu fournir le « taux de respect de la date convenue de mise en exploitation » qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010. En conséquence, la détection d'une tendance est délicate. Ce taux semble toutefois relativement stable et compris entre 84 % et 90 % pour l'ensemble de ces segments de clientèle.

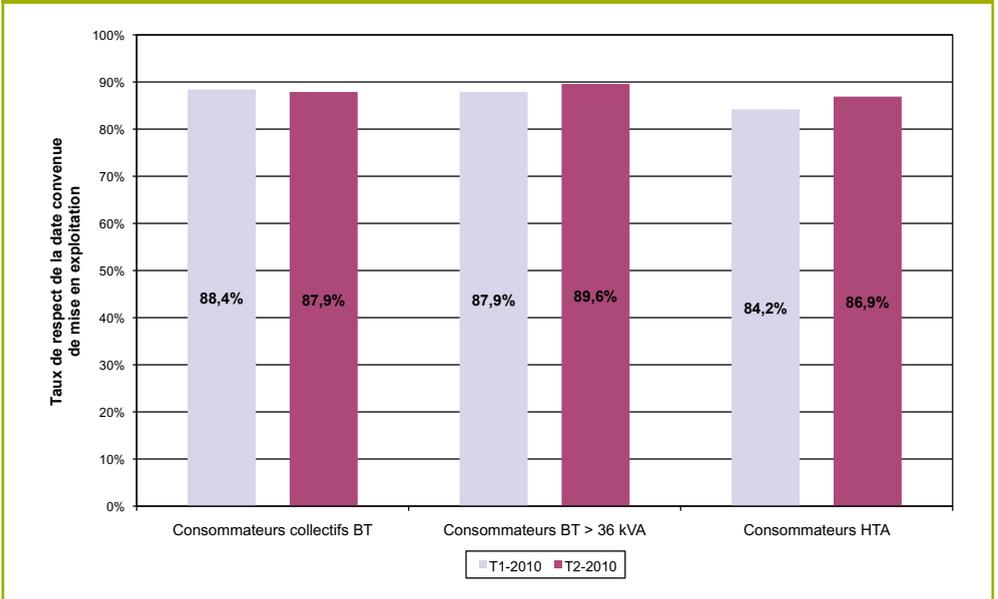
Pour les producteurs BT > 36 kVA et HTA, la dégradation du taux de respect de la date convenue de mise en exploitation est la conséquence de la forte augmentation du nombre de raccordements. Il faut noter que les actions mises en œuvre par

ERDF ont permis de stopper cette dégradation au 2<sup>e</sup> trimestre 2010. Des efforts sont toutefois encore souhaitables pour améliorer cet indicateur.

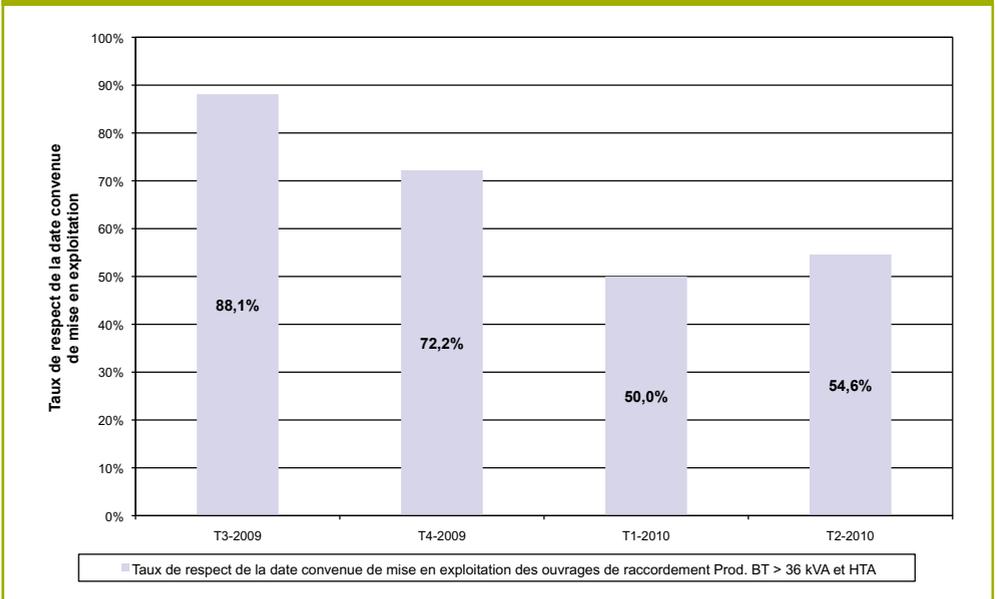
**1.3.3. Bilan des incitations financières**

L'indicateur « taux de PTF envoyées hors délai » est soumis à incitation financière. Les compensations financières sont directement versées aux utilisateurs. ERDF n'a pas intégré le suivi du montant d'indemnités versées lors de l'envoi de PTF hors délai lors de l'adaptation de ses SI au suivi des indicateurs régulation incitative introduits par le TURPE 3. Ces éléments ne sont donc pas accessibles à ce jour.

**Figure 77 - Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation - consommateurs collectifs BT, BT > 36 kVA et HTA**



**Figure 78 - Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation - producteurs BT > 36 kVA et HTA**



### 1.3.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service

La CRE envisage deux évolutions des indicateurs de suivi de la qualité de service relatifs aux raccordements :

- la première évolution consisterait en la création d'un indicateur de suivi des compensations financières versées pour cause de PTF envoyées hors délais. ERDF a indiqué que cet indicateur pourrait être transmis à compter du 1<sup>er</sup> trimestre 2011 ;

- dans un souci d'harmonisation et de comparabilité de l'indicateur « délai de réalisation des travaux de raccordement par tranche de délai » entre les différents segments de clientèle, la CRE envisage que soient distingués les utilisateurs BT > 36 kVA avec extension d'une part, et les utilisateurs BT > 36 kVA sans extension d'autre part. Selon ERDF, cette distinction n'est pas accessible avec le SI actuel. Une telle évolution ne deviendrait envisageable qu'à partir du 1<sup>er</sup> trimestre 2011.

### 1.3.5. Synthèse

Conformément aux règles tarifaires de TURPE 3, ERDF a mis en place l'ensemble des indicateurs relatifs aux raccordements mais, pour les utilisateurs du marché d'affaires, l'historique de données est incomplet pour certains indicateurs car impossible à reconstituer a posteriori.

Le taux d'accessibilité de l'accueil « raccordement électricité » est toujours supérieur à 85 %, ce qui est une bonne performance.

En dépit d'un contexte particulier de reprise économique et de forte croissance des demandes de raccordement, ERDF est parvenu à limiter la dégradation de l'indicateur « taux de PTF envoyées hors délai » en procédant à des adaptations de ressources. Si le contexte se stabilise, des améliorations sont néanmoins souhaitables pour l'ensemble des segments de clientèle. Afin d'améliorer le suivi de cet indicateur, la CRE envisage de créer un indicateur permettant de procéder au suivi des compensations financières versées aux utilisateurs.

Les délais moyens d'envoi des PTF augmentent. Les raisons de l'allongement des délais sont les suivantes :

- sur le marché de masse, la reprise de l'activité économique s'est traduite par la hausse des demandes de raccordement. Par ailleurs, l'annonce à la baisse du tarif d'achat a entraîné une brusque augmentation du nombre de demandes de raccordement des producteurs BT  $\leq$  36 kVA. Or, l'adaptation des ressources d'ERDF au traitement des demandes ne saurait se faire instantanément ;
- sur le marché d'affaires, l'annonce à la baisse du tarif d'achat a entraîné une brusque augmentation du nombre de demandes de raccordement des producteurs BT > 36 kVA, ce qui conduit à un engorgement au niveau des études de réseau.

La hausse des demandes de raccordement de la part des producteurs explique l'augmentation des délais moyens de réalisation des travaux de raccordement des utilisateurs de réseau BT  $\leq$  36 kVA sans extension.

Le taux de respect de la date de mise en service s'améliore, sauf pour les producteurs BT > 36 kVA, pour lesquels des efforts sont souhaitables.

## 2. QUALITÉ DE SERVICE VIS-À-VIS DES FOURNISSEURS

### 2.1. Relation d'ERDF avec les fournisseurs

#### 2.1.1. Présentation et enjeux

Les fournisseurs disposent d'interfaces spécialisés pour communiquer avec ERDF :

- le portail SGE est une interface unique et accessible à tous les fournisseurs ayant signé un contrat GRD-F avec ERDF permettant de centraliser et automatiser les relations entre ERDF et les fournisseurs. Ce portail sécurisé permet aux fournisseurs :
  - de déposer leurs réclamations et leurs demandes d'intervention auprès d'ERDF. La disponibilité du portail SGE conditionne en partie la rapidité d'action d'ERDF,
  - d'accéder à l'ensemble des relevés de compteurs de leurs consommateurs finals réalisés par ERDF et que celui-ci met à leur disposition ;
- la ligne spécialisée fournisseurs est dédiée aux fournisseurs pour les procédures d'urgence, les cas ne pouvant pas être traités via le portail SGE ou encore les urgences clients. L'accessibilité de la ligne est déterminante pour que soient rapidement résolues ces situations d'urgence.

Dans ce cadre, la qualité des relations entre ERDF et les fournisseurs est mesurée au travers de l'accessibilité des interfaces de communication qui facilite la conduite des activités du distributeur et des fournisseurs. Les indicateurs utilisés sont les suivants :

- le « taux de disponibilité du portail fournisseurs » permet de suivre dans quelle mesure les fournisseurs peuvent avoir accès au portail SGE ;

- l'accessibilité de la ligne spécialisée fournisseur est mesurée grâce au « taux d'accessibilité de la ligne fournisseur ».

#### 2.1.2. Tendances générales et événements remarquables

##### 2.1.2.1. Taux de disponibilité du portail fournisseurs

Les taux annuel et hebdomadaire de disponibilité du portail fournisseurs correspondent au rapport du nombre d'heures de disponibilité sur le nombre d'heures d'ouverture du portail SGE. Ces indicateurs sont soumis à incitation financière.

##### • *Taux de disponibilité hebdomadaire du portail fournisseurs*

ERDF dépasse systématiquement l'objectif de base d'un taux de disponibilité hebdomadaire (hors indisponibilités programmées) de 96 %, sauf la première semaine d'avril.

Le relatif faible taux de disponibilité (94,2 %) en semaine 13 s'explique par un problème technique de configuration lors de l'installation, dans la soirée du 30 mars 2010, d'un serveur supplémentaire de connexion au portail SGE, qui a causé diverses indisponibilités non programmées le 31 mars et le 1<sup>er</sup> avril. Le fonctionnement du portail est redevenu normal le 2 avril. Cet accident est sanctionné dans le cadre de la régulation incitative.

##### • *Taux de disponibilité annuel moyen du portail fournisseurs*

Le taux de disponibilité annuelle moyen calculé sur la période allant du 1<sup>er</sup> août 2009 au



#### 2.1.4. Synthèse

La qualité des relations entre ERDF et les fournisseurs est mesurée au travers de l'accessibilité des interfaces de communication qui facilite la conduite des activités du distributeur et des fournisseurs. ERDF a mis en place l'ensemble des indicateurs relatifs à ce thème, conformément aux règles tarifaires de TURPE 3.

ERDF dépasse systématiquement l'objectif de base d'un taux de disponibilité hebdomadaire (hors indisponibilités programmées) de 96 %, à l'exception d'une semaine en avril.

Le taux de disponibilité annuelle moyen calculé sur la période allant du 1<sup>er</sup> août 2009 au 31 décembre 2009 est de 99,3 %. ERDF dépasse donc l'objectif cible d'un taux de disponibilité de 99 %. Ainsi, sur cette période, ERDF bénéficie d'un bonus de 42 000 €.

On observe que le taux d'accessibilité de la ligne téléphonique fournisseurs est égal, en moyenne, à 96 %. La bonne performance d'ERDF est donc à souligner.

## 2.2. Prestations relatives à la relève

### 2.2.1. Présentation et enjeux

La qualité des relevés des compteurs et les délais de publication des relevés sur le portail SGE d'ERDF sont très importants pour les fournisseurs car ils conditionnent leur capacité à facturer leurs clients.

La qualité des relevés est liée à la capacité d'ERDF à procéder effectivement à la relève des compteurs des consommateurs finals. Pour les consommateurs BT  $\leq$  36 kVA, ERDF s'engage à procéder à une relève annuelle sur index réel. Le respect de cet engagement est mesuré au travers de deux indicateurs :

- le « taux de compteurs avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT  $\leq$  36 kVA » ;
- le « taux d'absence au relevé 3 fois et plus des consommateurs BT  $\leq$  36 kVA ».

Les délais de publication des relevés sur SGE sont suivis aux travers des indicateurs suivants :

- le « taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT > 36 kVA et HTA » ;
- le « taux de publication sur le portail SGE des relevés et des factures des consommateurs BT > 36 kVA et HTA dans les délais ».

Par ailleurs, les incertitudes liées aux prévisions et les aléas de consommation ou de production peuvent se traduire par des déséquilibres entre les soutirages et les injections sur le réseau sur certains périmètres. Ces déséquilibres sont appelés « écarts ».

Les responsables d'équilibre (RE) sont des opérateurs qui se sont contractuellement engagés auprès de RTE à financer le coût des écarts constatés a posteriori entre les injections et les soutirages dans leur périmètre d'équilibre. En contrepartie, leurs écarts sont compensés physiquement par RTE qui assure l'équilibre offre/

demande sur le réseau électrique français en faisant appel au mécanisme d'ajustement.

RTE calcule, a posteriori, les écarts des RE par pas demi-horaire. RTE effectue ce calcul à l'aide de ses propres données et de celles transmises par les GRD. Les GRD obtiennent et transmettent ces informations dans le cadre contractuel suivant :

- dans le cadre des contrats conclus entre le GRD et les fournisseurs (contrats GRD-F), ces derniers indiquent au distributeur le RE auquel sont affectés leurs clients raccordés au réseau de distribution ;
- ensuite, le distributeur et le responsable d'équilibre établissent un contrat GRD-RE qui donne le droit au responsable d'équilibre :
  - d'être actif sur le réseau d'un GRD,
  - d'intégrer des sites raccordés au réseau de distribution à son périmètre d'équilibre ;
- enfin, le GRD contractualise avec le GRT pour formaliser les échanges d'informations. L'objectif est notamment de reconstituer les flux des RE. Parmi les informations échangées, le distributeur transmet chaque semaine à RTE les courbes de mesures (CdM) au pas demi-horaire de chaque responsable d'équilibre qui intervient sur son réseau. L'engagement d'ERDF de transmission des données dans les délais est suivi au travers de l'indicateur « délai de transmission des courbes de mesures demi-horaires de chaque responsable d'équilibre ». Cet indicateur est soumis à incitation financière.

## **2.2.2. Tendances générales et événements remarquables**

### **2.2.2.1. Taux de compteurs avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT $\leq$ 36 kVA**

ERDF s'engage à réaliser au moins une relève annuelle sur index réel pour les consommateurs BT  $\leq$  36 kVA. ERDF tient ses engagements : en

moyenne, 97,8 % des compteurs des consommateurs BT  $\leq$  36 kVA à relever font l'objet d'au moins un relevé sur index réel dans l'année. Le taux varie entre 97,7 % au 3<sup>e</sup> trimestre 2009 et 97,9 % au 2<sup>e</sup> trimestre 2010.

### **2.2.2.2. Taux d'absence au relevé 3 fois et plus des consommateurs BT $\leq$ 36 kVA**

Cet indicateur est très faible et décroît en continu : égal à 1,7 % au 3<sup>e</sup> trimestre 2009, le taux vaut 1,1 % au 4<sup>e</sup> trimestre 2009 et au 1<sup>er</sup> trimestre 2010. Il descend à 1,0 % au 2<sup>e</sup> trimestre 2010. En conséquence, les données de consommation transmises au fournisseur sont la plupart du temps validées par un relevé, ce qui a un impact positif sur la qualité des données transmises.

### **2.2.2.3. Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT $>$ 36 kVA et HTA**

Les résultats d'ERDF sont très bons et stables. Le taux varie entre 98,7 % (décembre 2009) et 98,3 % (mars 2010). La moindre performance du mois d'août (97,6 %) s'explique par le fait que les relèves à pieds sont plus difficiles dans la mesure où écoles, collège, lycées, usines... sont fermés pendant la période estivale.

### **2.2.2.4. Taux de publication sur SGE des relevés et des factures des consommateurs BT $>$ 36 kVA et HTA dans les délais**

Les résultats d'ERDF sont très bons et stables. Le taux vaut systématiquement 99,9 % voire 100 % (octobre 2009) pendant les deux derniers trimestres de l'année 2009, et il est compris entre 99 % et 99,2 % pendant les deux premiers trimestres de l'année 2010. La légère rupture (environ 1 %) observée à compter de janvier 2010 est due à une évolution du périmètre de calcul de l'indicateur qui exclut désormais les publications sur index estimé.

#### 2.2.2.5. Respect du délai de transmission des courbes de mesures demi-horaires de chaque responsable d'équilibre

L'objectif cible est fixé à 96 %. En d'autres termes, pas plus de deux publications hebdomadaires ne peuvent être réalisées hors délai chaque trimestre. ERDF dépasse systématiquement cet objectif : en effet, pendant les trois premiers trimestres du suivi, 100 % des courbes de mesures demi-horaires de chaque responsable d'équilibre ont été transmises dans les délais. Au 2<sup>e</sup> trimestre 2010, ERDF a réalisé une publication hebdomadaire en retard, ce qui fait descendre l'indicateur à 98 %.

#### 2.2.3. Bilan des incitations financières

L'indicateur « respect du délai de transmission à RTE des courbes de mesures demi-horaires de chaque RE » est soumis à incitation financière :

#### 2.2.5. Synthèse

ERDF a mis en place l'ensemble des indicateurs relatifs à la relève, conformément aux règles tarifaires de TURPE 3.

Sur la période allant du 1<sup>er</sup> août au 31 décembre 2009, ERDF reçoit un bonus de 42 000 € au titre de sa performance sur l'indicateur « taux de disponibilité annuel moyen du portail fournisseurs ».

Les prestations d'ERDF relatives à la relève et à la facturation sont également de très bonne qualité :

- le malus s'élève à 50 000 € par point entier au-dessous de l'objectif de base établi à 90 % ;
- le bonus s'élève à 50 000 € par point entier au-dessus de l'objectif cible établi à 96 %.

Le taux de respect du délai d'envoi à RTE étant de 100 % sur la période allant du 1<sup>er</sup> août 2009 au 31 décembre 2009, ERDF obtient un bonus de 83 333 €.

#### 2.2.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service

Devant les très bons résultats de l'indicateur « respect du délai de transmission à RTE des courbes de mesures demi-horaires de chaque RE », la CRE envisage de réduire l'incitation financière associée à cet indicateur. Les incitations financières mises en place dans le cadre du TURPE 3 étant prévues pour s'appliquer pendant 4 ans, cette incitation pourrait être revue à horizon TURPE 4 (prévu pour l'été 2013).

- les taux de publication des relevés sur le portail SGE sont proches de 99 % ;
- la qualité des relevés est très bonne.

Enfin, l'indicateur « respect du délai de transmission à RTE des courbes de mesures demi-horaires de chaque responsable d'équilibre » soumis à incitation financière génère un bonus de 83 000 €, ce qui correspond au bonus maximal que pouvait obtenir ERDF sur la période de suivi. En effet, 100 % des courbes de mesures ont été envoyées dans les délais. À horizon TURPE 4, la CRE s'interroge sur la pertinence du maintien d'une incitation financière sur cet indicateur.

# 4



# Comparaison des performances entre les gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité

<b>1.</b> Présentation et enjeux .....	108
<b>2.</b> Tendances générales et événements remarquables .....	108
<b>3.</b> Synthèse .....	115

## 1. PRÉSENTATION ET ENJEUX

Les métiers des gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité présentent de fortes similitudes en ce qui concerne les prestations fournies, leurs relations avec les consommateurs finals, les fournisseurs de gaz et les producteurs d'électricité, l'accessibilité de leur centre d'appel téléphonique ou bien la disponibilité de leur portail fournisseurs.

Cette proximité s'est naturellement traduite par la construction d'indicateurs de suivi de la qualité de service aux définitions et aux périmètres de calculs proches. Ces indicateurs sont :

- le nombre de rendez-vous manqués par le GRD et ayant donné lieu à indemnisation ;

- le taux de réalisation des mises en service et mises hors service/résiliations dans les délais standards indiqués dans les catalogues de prestations des GRD ;
- les délais de traitement des réclamations des consommateurs finals, des fournisseurs de gaz et des producteurs d'électricité par les GRD ;
- le taux d'accessibilité du centre d'appel des GRD concernant le numéro « accueil raccordement » ;
- le taux de disponibilité des portails fournisseurs des GRD et GRT.

En conséquence, une analyse comparative des performances des opérateurs a pu être menée, dans la limite des spécificités propres à chaque énergie et infrastructure.

## 2. TENDANCES GÉNÉRALES ET ÉVÉNEMENTS REMARQUABLES

### **Nombre de rendez-vous manqués par le GRD ayant donné lieu à indemnisation**

De nombreuses prestations nécessitent le déplacement d'un agent du GRD ainsi que la présence du consommateur final pour qui le respect des rendez-vous planifiés par les GRD est une préoccupation forte. Dans ce domaine, la performance des GRD est mesurée au travers du nombre de rendez-vous planifiés et manqués du fait du GRD et ayant donné lieu à une indemnisation sur la période du calcul.

Au regard du nombre de prestations avec déplacement réalisées par les GRD, les résultats sont, certes, très satisfaisants, mais montrent toutefois une tendance à l'augmentation des rendez-

vous manqués du fait du GRD, tendance plus forte en électricité qu'en gaz.

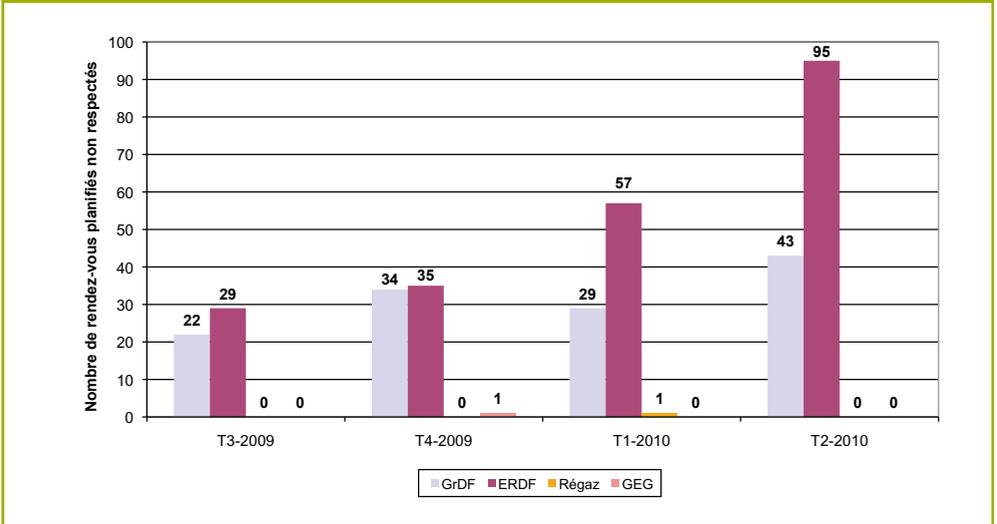
Selon les GRD, la hausse du nombre de rendez-vous planifiés non respectés signalés faisant l'objet d'une indemnisation s'explique par une meilleure connaissance du dispositif de compensation financière de la part des fournisseurs et des consommateurs finals.

### **Taux de mises en service et de mises hors service/résiliations réalisées dans les délais**

Les mises en service et les mises hors service/résiliations font partie des prestations les plus couramment réalisées en gaz et en électricité.

#### 4. Comparaison des performances entre les gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité

**Figure 80 - Nombre de rendez-vous manqués non respectés par les GRD ayant donné lieu à une compensation financière**



Remarque: pour ERDF, les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

**Figure 81 - Taux de mises en service et de résiliations/mises hors service réalisées dans les délais catalogue**

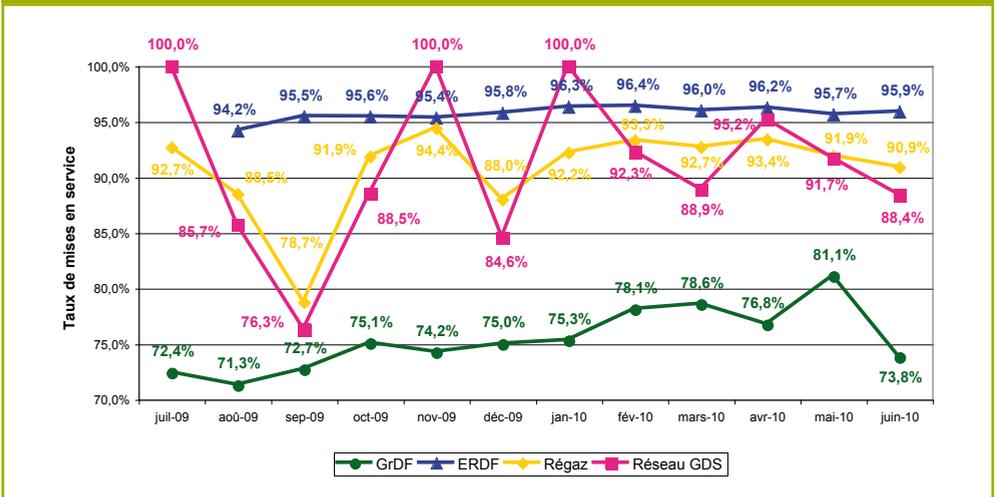
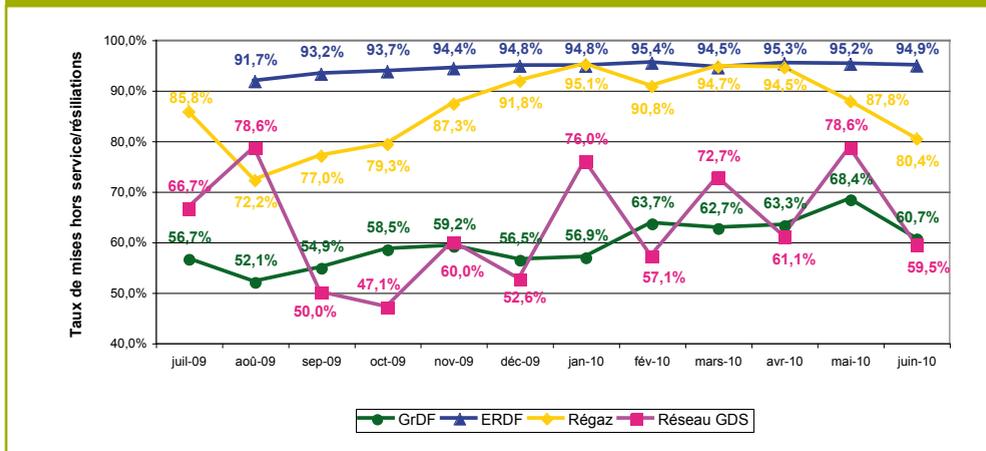


Figure 82 - Taux de résiliations/mises hors service réalisées dans les délais catalogue



Le suivi de la qualité de service s’attache à mesurer le taux de mises en service et de mises hors service/résiliations réalisées dans les délais prévus par les catalogues de prestations des GRD.

Globalement, les résultats sont stables (ou en voie de stabilisation pour les ELD gaz) voire en légère amélioration sur la période de suivi. La plus grande volatilité des résultats des ELD de gaz s’explique notamment par les faibles volumes de mises en service et de mises hors service traités (14 000 mises en service et mises hors service avec déplacement pour Régaz, la plus importante des ELD gaz).

Deux éléments contribuent à expliquer la meilleure performance d’ERDF relativement aux opérateurs gaziers :

- afin de ne considérer que les mises en service et les résiliations réalisées hors délai du fait d’ERDF (et non du fait du fournisseur), l’indicateur est calculé en excluant les mises en service et les résiliations pour lesquelles le fournisseur a retenu une date au-delà du délai standard de réalisation ;

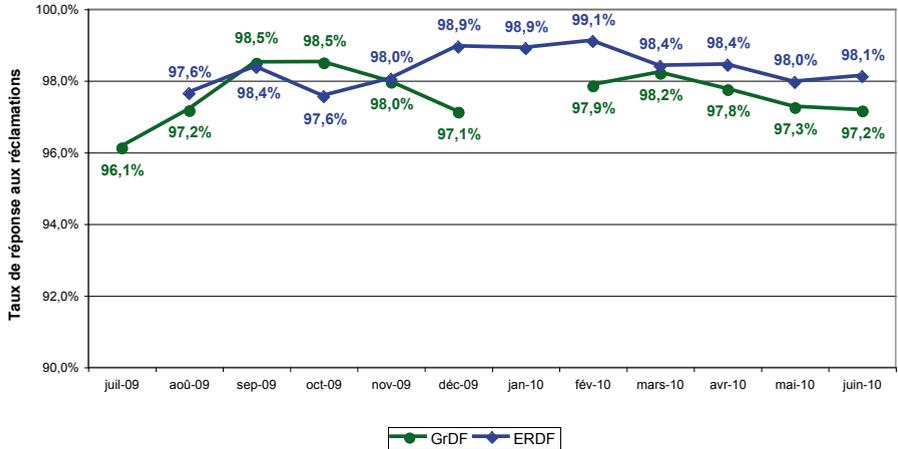
- pour les clients résidentiels et les petits professionnels, ERDF s’engage à respecter des délais maximaux, alors que les opérateurs gaziers proposent des délais standards de réalisation, non engageants.

### **Délai de traitement des réclamations des consommateurs finals, des fournisseurs de gaz et des producteurs d’électricité par les GRD**

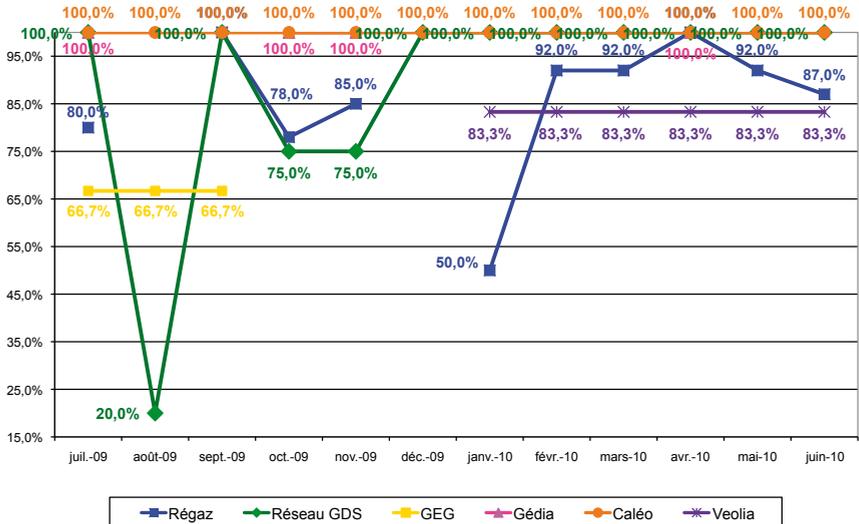
La majorité des GRD gaziers et ERDF s’engagent à répondre dans un délai de 30 jours calendaires aux réclamations des consommateurs finals, des fournisseurs de gaz et des producteurs d’électricité. La performance des opérateurs est mesurée au travers de l’indicateur mesurant « le taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours calendaires ». En électricité, cet indicateur intègre également les réclamations des producteurs d’électricité. En gaz, les deux indicateurs mesurant « le taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals » et « le taux de réponse aux réclamations de fournisseurs » ont été fusionnés dans le cadre de cette analyse.

#### 4. Comparaison des performances entre les gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité

**Figure 83 - Taux de réponse aux réclamations dans un délai de 30 jours pour GrDF et ERDF**



**Figure 84 - Taux de réponse aux réclamations dans un délai de 30 jours pour les ELD**



NB: le suivi du taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals est trimestriel pour GEG, Vialis et Gaz de Barr et semestriel pour Caléo et Veolia. L'absence de réclamations de consommateurs finals certains mois ou trimestres explique l'absence de taux de réponse pour les périodes correspondantes.

Sur la période de suivi, les taux de réponse aux réclamations sont globalement stables. Une plus grande volatilité de l'indicateur est observée pour les ELD gaz en raison d'une plus faible volumétrie de réclamations (150 réclamations sur la période de suivi pour Régaz).

Globalement, les résultats des opérateurs atteignent de bons niveaux, voire des niveaux excellents pour ERDF, en regard des volumes traités, plus importants qu'en gaz (241 000 réclamations pour ERDF et 49 000 pour GrDF). Le fait que cet indicateur soit incité financièrement sur la période de suivi peut expliquer la meilleure performance d'ERDF par rapport à GrDF. En gaz, seul le « taux de réponse aux réclamations fournisseurs dans les 30 jours calendaires » est incité financièrement. Le « taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals » n'est soumis à une incitation financière que depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2010.

### **Accessibilité du centre d'appel - numéro « accueil raccordement »**

Des centres d'appel ont été mis en place par les GRD en gaz et en électricité afin de répondre aux demandes des consommateurs, notamment celles liées aux raccordements.

En électricité, le numéro public de l'« accueil raccordement » est spécifiquement dédié aux questions relatives aux raccordements. Pour l'activité gazière, des questions d'autres natures (par exemple les réclamations) peuvent être traitées.

L'accessibilité des numéros « accueil raccordement » se stabilise à un bon niveau pour l'ensemble des opérateurs. Néanmoins :

- la légère dégradation du taux observée pour ERDF au 2<sup>e</sup> trimestre 2010 s'explique par des aménagements conjoncturels de l'organisation, nécessaires pour gérer l'afflux de demandes de raccordement des producteurs ;
- les résultats de GEG sont moins bons que pour les autres ELD gaz car celui-ci mesure l'accessibilité du numéro « accueil » sur l'ensemble de la journée (24 h/24) et non sur ses seules heures d'ouverture.

### **Disponibilité des portails fournisseurs des GRD et des GRT**

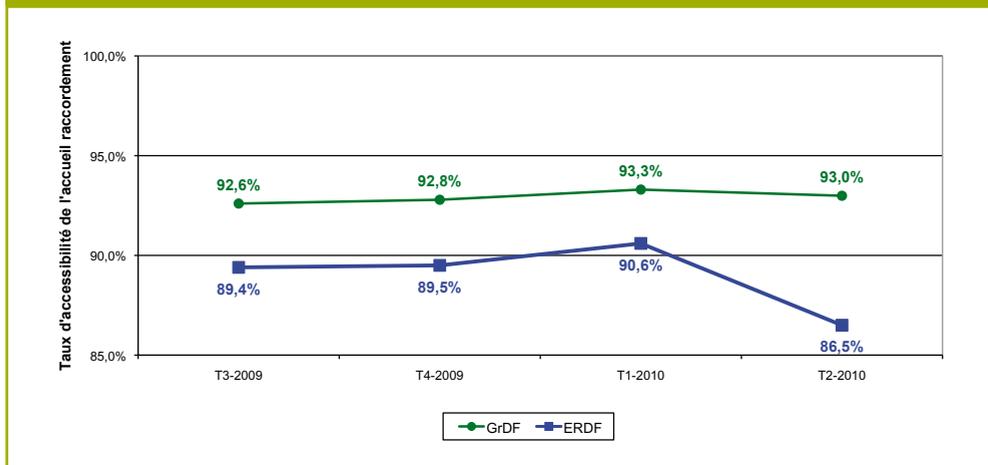
Les portails fournisseurs des GRD et des GRT sont indispensables aux échanges entre les gestionnaires de réseaux avec les fournisseurs. Pour les deux énergies, les indicateurs mesurant les taux de disponibilité des portails fournisseurs sont soumis à incitation financière.

Les taux de disponibilité des portails des opérateurs atteignent de très bons résultats sur la période du suivi :

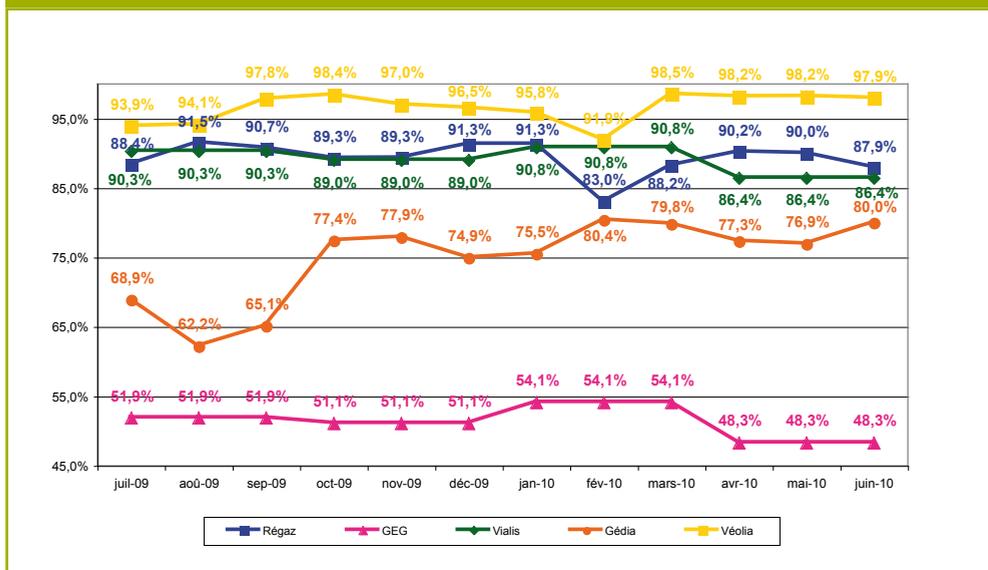
- tous les opérateurs dépassent quasiment systématiquement les objectifs de base ;
- les objectifs cibles fixés par les règles tarifaires sont atteints, voire dépassés, à l'exception de GrDF et GRTgaz (en 2010).

#### 4. Comparaison des performances entre les gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité

**Figure 85 - Taux d'accessibilité de centre d'appel « accueil raccordement » de GrDF et d'ERDF**



**Figure 86 - Taux d'accessibilité de centre d'appel « accueil raccordement » des ELD**



NB: le suivi du taux d'accessibilité des numéros « accueil » est trimestriel pour GEG et Vialis.

Figure 87 - Taux de disponibilité des portails fournisseurs de GrDF et d'ERDF

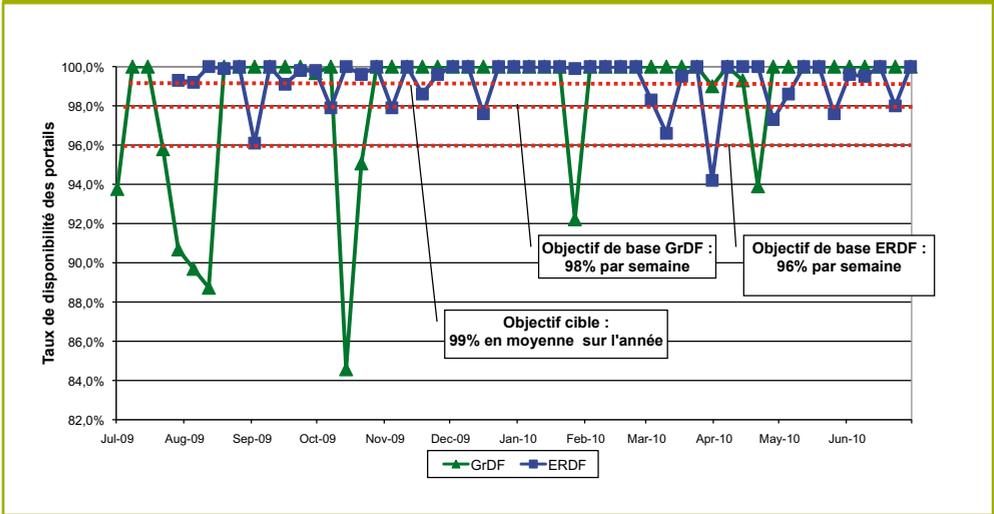
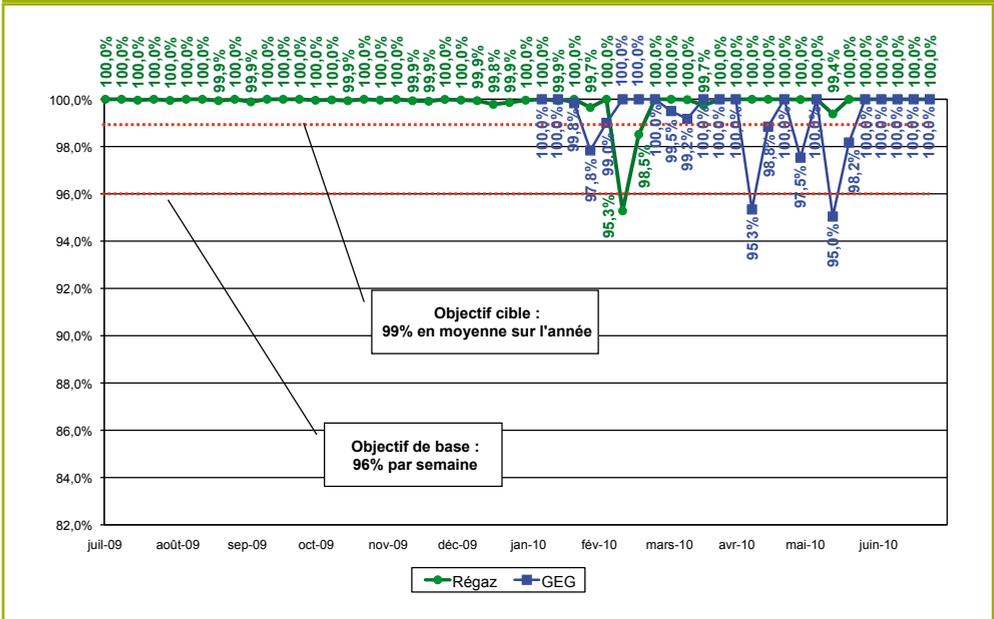
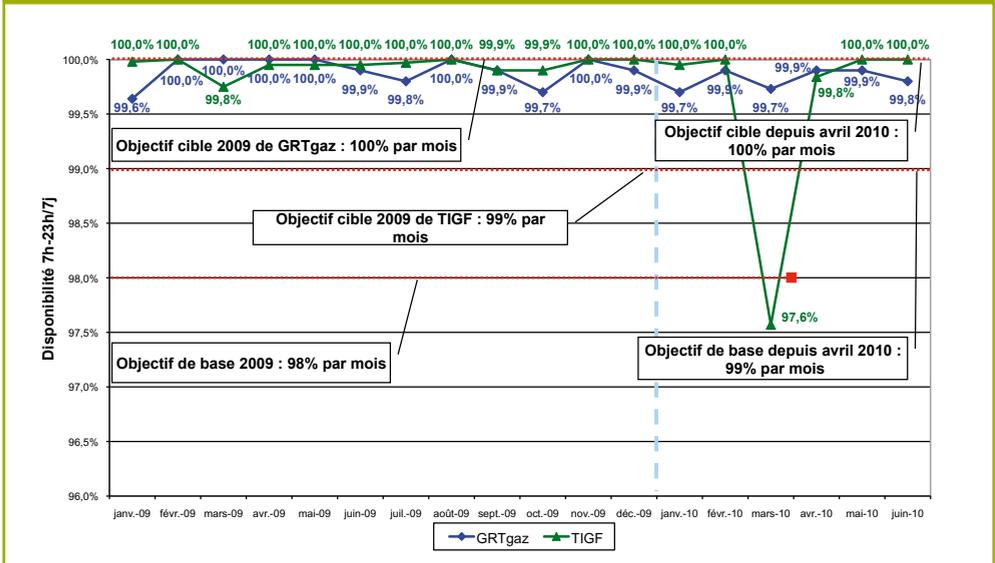


Figure 88 - Taux de disponibilité des portails fournisseurs de Régaz et GEG



#### 4. Comparaison des performances entre les gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité

Figure 89 - Taux de disponibilité des portails de GRTgaz et de TIGF



### 3. SYNTHÈSE

Cette analyse des deux énergies (gaz et électricité) a pour objectif de comparer les performances des opérateurs lorsqu'ils font face à des problématiques similaires.

Les résultats des opérateurs sont globalement stables (ou en cours de stabilisation) et à de bons niveaux relativement similaires entre les opérateurs, à quelques exceptions près.

Les opérateurs affichent des résultats particulièrement bons pour les indicateurs incités financièrement. Ainsi, ERDF apparaît plus performant que les opérateurs gaziers dans le traitement des réclamations des utilisateurs de réseau dans un délai de 30 jours. En gaz, l'introduction récente d'incitations financières devrait conduire à un alignement des performances des opérateurs gaziers sur celle du distributeur d'électricité.

En outre, la nature des délais de réalisation des prestations a un impact sur les perfor-

mances des opérateurs. ERDF, s'engageant sur des délais de réalisation maximaux, présente de meilleurs résultats que les GRD gaziers qui proposent des délais standards de réalisation. La mise en œuvre pour GrDF d'un suivi par rapport à un délai maximum de réalisation, engageant pour l'opérateur, est une des évolutions envisagées par la CRE.

Enfin, la connaissance croissante des principes de la régulation incitative se traduit par une augmentation des réclamations pour rendez-vous planifiés non respectés par les GRD.

L'essentiel des écarts apparents entre les résultats d'ERDF et des GRD gaziers s'explique notamment par des procédés opérationnels et des modes de calculs différents. Dans la mesure du possible et en cohérence avec les spécificités de chaque énergie, les prochaines évolutions tarifaires pourront conduire à une plus grande harmonisation des indicateurs de suivi de la qualité de service du gaz et de l'électricité.

# 5



# Bilan des incitations financières des opérateurs

<b>1.</b> GrDF (1 <sup>er</sup> juillet 2009 - 30 juin 2010).....	118
<b>2.</b> ELD de gaz naturel (1 <sup>er</sup> juillet 2009 - 30 juin 2010).....	119
<b>3.</b> GRTgaz (2009).....	119
<b>4.</b> GRTgaz (1 <sup>er</sup> semestre 2010).....	120
<b>5.</b> TIGF (2009).....	120
<b>6.</b> TIGF (1 <sup>er</sup> semestre 2010).....	120
<b>7.</b> ERDF (1 <sup>er</sup> août 2009 - 31 décembre 2009).....	121

Les opérateurs sont incités financièrement sur les résultats de certains indicateurs, jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché : neuf indicateurs pour GrDF, de un à cinq pour les ELD de gaz, trois indicateurs pour GRTgaz et TIGF, et cinq pour ERDF font l'objet d'une incitation financière. Ces incitations financières donnent lieu à des pénalités si les objectifs fixés par les règles tarifaires ne sont pas atteints

et à des bonus s'ils sont dépassés. Ces pénalités ou ces bonus conduisent à une modification du tarif l'année suivante dans un sens favorable soit aux consommateurs, soit à l'opérateur.

Les tableaux ci-après présentent l'ensemble des incitations financières des opérateurs, engendrées par les résultats des indicateurs analysés précédemment.

## 1. GrDF (1<sup>er</sup> juillet 2009 - 30 juin 2010)

Indicateur incité financièrement	Montant des bonus (€)	Montant des pénalités (€)	Incitations financières totales (€)
Nombre de rendez-vous manqués du fait du GRD*	(non applicable)	- 2 969,97	<b>- 2 969,97</b>
Taux de disponibilité du portail fournisseurs OMEGA	0	- 90 000,00	<b>- 90 000,00</b>
Taux de réponse aux réclamations fournisseurs dans les 30 jours calendaires	(non applicable)	- 27 175,00	<b>- 27 175,00</b>
Qualité des relevés J/J transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD	+ 1 000,00	- 63 000,00	<b>- 62 000,00</b>
Délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD	0	0	<b>0</b>
Taux de publication par OMEGA pour les relèves JJ/JM	+ 328 800,00	0	<b>+ 328 800,00</b>
Taux de publication par OMEGA pour les relèves M/M	+ 152 400,00	0	<b>+ 152 400,00</b>
Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M/6M	+ 100 400,00	0	<b>+ 100 400,00</b>
Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs	+ 700 000,00	0	<b>+ 700 000,00</b>
<b>Montant total des incitations financières</b>	<b>+ 1 282 600,00</b>	<b>- 183 144,97</b>	<b>+ 1 099 455,03</b>
<b>Montant total des incitations financières versées au CRCP</b>	<b>+ 1 282 600,00</b>	<b>- 180 175,00</b>	<b>+ 1 102 425,00</b>

\* Les incitations financières de cet indicateur sont versées directement aux fournisseurs qui en font la demande. Les incitations financières des autres indicateurs sont versées au CRCP.

## 2. ELD DE GAZ NATUREL (1<sup>er</sup> juillet 2009 - 30 juin 2010)

Indicateur incité financièrement	Montant des bonus (€)	Montant des pénalités (€)	Incitations financières totales (€)
Nombre de rendez-vous manqués du fait du GRD*	(non applicable)	- 54,66	- <b>54,66</b>
Taux de disponibilité du portail fournisseurs	**	**	<b>**</b>
Taux de réponse aux réclamations fournisseurs dans les 30 jours calendaires (21 jours pour Réseau GDS et 8 jours pour Vialis)	(non applicable)	- 125,00	- <b>125,00</b>
Qualité des relevés J/J transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD	**	**	<b>**</b>
Délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD	**	**	<b>**</b>
<b>Montant total des incitations financières</b>	<b>0</b>	<b>- 179,66</b>	<b>- 179,66</b>
<b>Montant total des incitations financières versées au CRCP</b>	<b>0</b>	<b>- 125,00</b>	<b>- 125,00</b>

\* Les incitations financières de cet indicateur sont versées directement aux fournisseurs qui en font la demande. Les incitations financières des autres indicateurs sont versées au CRCP.

\*\* Entrée en vigueur des incitations financières après le 1<sup>er</sup> juillet 2010.

## 3. GRTgaz (2009)

Indicateur incité financièrement	Montant des bonus (€)	Montant des pénalités (€)	Incitations financières totales (€)
Taux de disponibilité du portail ECT	+ 600 000,00	0	<b>+ 600 000,00</b>
Qualité des quantités de gaz livrées aux consommateurs raccordés aux réseaux de transport	+ 40 000,00	0	<b>+ 40 000,00</b>
Qualité des mesures provisoires de quantités de gaz livrées aux PITD	+ 200 000,00	0	<b>+ 200 000,00</b>
<b>Total</b>	<b>+ 840 000,00</b>	<b>0</b>	<b>+ 840 000,00</b>

#### 4. GRTgaz (1<sup>er</sup> semestre 2010)

Indicateur incité financièrement	Montant des bonus (€)	Montant des pénalités (€)	Incitations financières totales (€)
Taux de disponibilité du portail ECT	0	0	<b>0</b>
Qualité des quantités de gaz livrées aux consommateurs raccordés aux réseaux de transport	+ 620 000,00	0	<b>+ 620 000,00</b>
Qualité des mesures provisoires de quantités de gaz livrées aux PITD	+ 1 200 000,00	0	<b>+ 1 200 000,00</b>
<b>Total</b>	<b>+ 1 820 000,00</b>	<b>0</b>	<b>+ 1 820 000,00</b>

#### 5. TIGF (2009)

Indicateur incité financièrement	Montant des bonus (€)	Montant des pénalités (€)	Incitations financières totales (€)
Taux de disponibilité du portail Tétra*	0	0	<b>0</b>
Qualité des quantités de gaz livrées aux consommateurs raccordés aux réseaux de transport	0	- 206 125,00	<b>- 206 125,00</b>
Qualité des mesures provisoires de quantités de gaz livrées aux PITD	0	- 300 000,00	<b>- 300 000,00</b>
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>- 506 125,00</b>	<b>- 506 125,00</b>

\* Les incitations financières de cet indicateur sont entrées en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2010, conformément aux règles tarifaires.

#### 6. TIGF (1<sup>er</sup> semestre 2010)

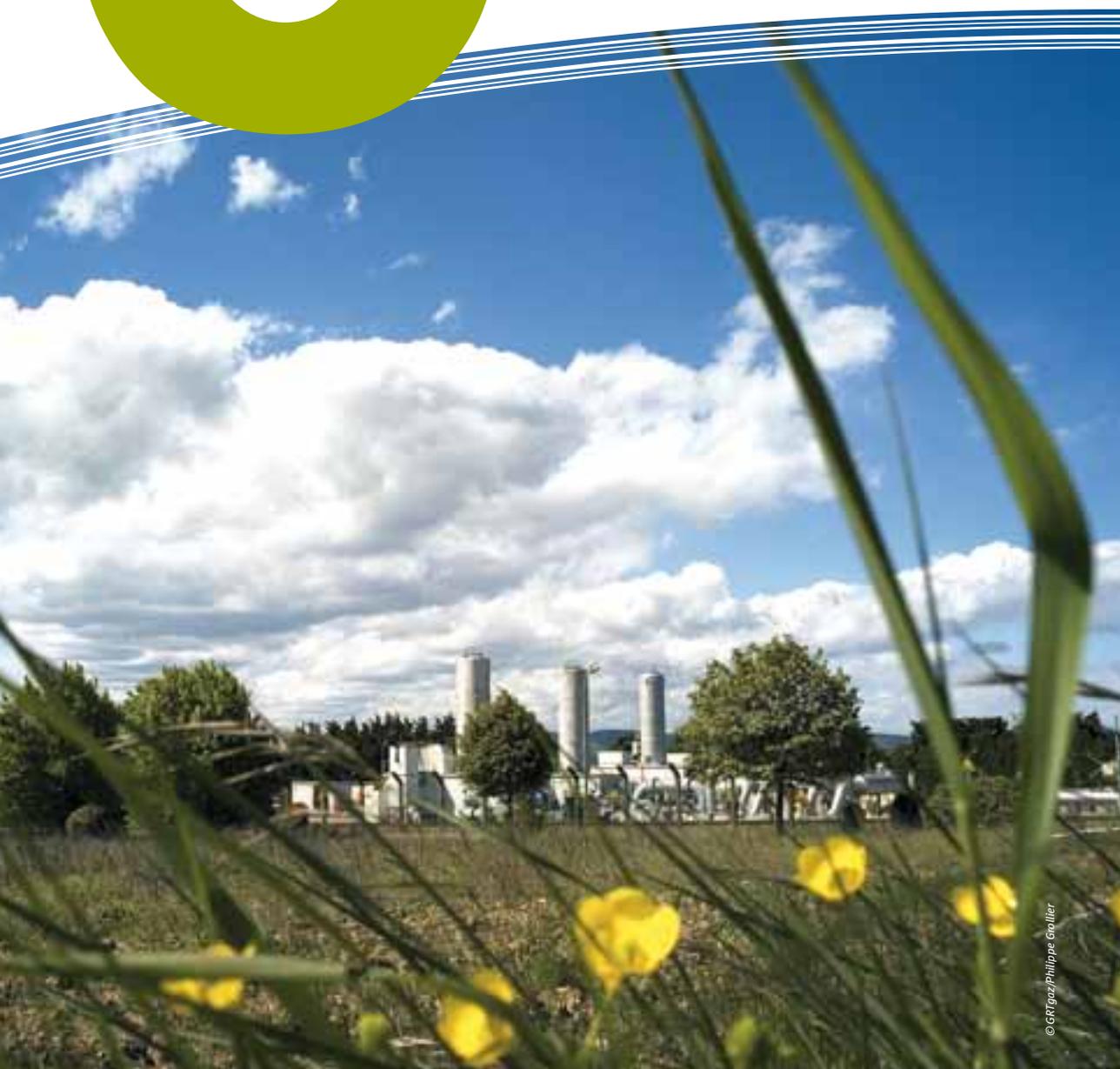
Indicateur incité financièrement	Montant des bonus (€)	Montant des pénalités (€)	Incitations financières totales (€)
Taux de disponibilité du portail Tétra*	+ 88 000,00	0	<b>+ 88 000,00</b>
Qualité des quantités de gaz livrées aux consommateurs raccordés aux réseaux de transport	+ 66 250,00	0	<b>+ 66 250,00</b>
Qualité des mesures provisoires de quantités de gaz livrées aux PITD	+ 250 000,00	0	<b>+ 250 000,00</b>
<b>Total</b>	<b>+ 404 250,00</b>	<b>0</b>	<b>+ 404 250,00</b>

\* Les incitations financières de cet indicateur sont entrées en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2010, conformément aux règles tarifaires.

## 7. ERDF (1<sup>er</sup> août 2009 - 31 décembre 2009)

Indicateur incité financièrement	Montant des bonus (€)	Montant des pénalités (€)	Incitations financières totales (€)
Nombre de réclamations pour rendez-vous manqués non respectés par ERDF ayant donné lieu au versement d'une compensation financière	Non applicable (indemnités versées directement aux utilisateurs)	- 5 465,15 €	- 5 465,15 €
Taux de PTF envoyées hors délai	Non applicable (indemnités versées directement aux utilisateurs)	ERDF ne suit pas le montant d'indemnités versées pour ce motif	-
<b>Montant total des incitations financières versées aux utilisateurs</b>		<b>- 5 465,15</b>	<b>- 5 465,15</b>
Taux de réponse aux réclamations des utilisateurs dans les 30 jours	Non applicable (seulement malus)	ERDF ne verse pas de pénalité puisque l'objectif a été systématiquement dépassé	0,00 €
Délai de transmission à RTE des courbes de mesures demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	+ 83 333,00 €	0	+ 83 000,00 €
Taux de disponibilité du portail fournisseurs	+ 42 000,00 €	0	+ 42 000,00 €
<b>Montant total des incitations financières versées au CRCP</b>		<b>+ 125 333,00 €</b>	<b>+ 125 333,00 €</b>

# 6



# Annexes

<b>1.</b> Description et résultats détaillés des indicateurs « gaz » .....	124
<b>2.</b> Description et résultats détaillés des indicateurs « électricité » .....	187
<b>3.</b> Glossaire et sigles .....	210
<b>4.</b> Index des figures .....	218
<b>5.</b> Table des matières .....	221

# 1. DESCRIPTION ET RÉSULTATS DÉTAILLÉS DES INDICATEURS « GAZ »

## 1.1. Qualité de service vis-à-vis des consommateurs finals raccordés aux réseaux de distribution

### 1.1.1. Prestations fournies par les GRD

#### 1.1.1.1. « Nombre de rendez-vous manqués du fait du GRD » et « Montant des indemnités versées suite à réclamation pour rendez-vous non tenus du fait du GRD »

##### • Description

L'indicateur « Nombre de rendez-vous manqués du fait du GRD » suit le nombre de rendez-vous planifiés non respectés par les GRD et indemnisés durant le mois (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gédia), le trimestre (GEG, Vialis et Gaz de Barr), le semestre (Caléo et Veolia) ou l'année (ELD au tarif commun).

Deux valeurs sont suivies :

- pour GrDF, le nombre de rendez-vous manqués du fait du GRD concernant les consommateurs :
  - à relève 6M/6M,
  - à relève J/M-M/M ;
- pour Régaz, Réseau GDS, GEG, Vialis, Caléo et Gaz de Barr <sup>(42)</sup>, le nombre de rendez-vous manqués du fait du GRD concernant les consommateurs :
  - bénéficiant des options tarifaires T1 et T2,
  - bénéficiant des options tarifaires T3, T4 et TP.

Une seule valeur est suivie par Gédia, Veolia et les ELD au tarif commun.

Tous les rendez-vous programmés (donc validés par le GRD) pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et présence du consommateur, non tenus du fait de l'opérateur et signalés par les fournisseurs dans les 90 jours calendaires, sont comptabilisés par cet indicateur.

Cet indicateur est incité financièrement :

- 100 % des rendez-vous non tenus et signalés <sup>(43)</sup> par les fournisseurs dans les 90 jours calendaires (30 jours calendaires pour Gaz de Barr) via le portail fournisseurs (GrDF, Régaz et GEG), par courrier ou mail (Réseau GDS, Vialis, Gédia, Caléo et Gaz de Barr), sont indemnisés ;
- les montants des pénalités encourues par les GRD sont identiques à ceux facturés par l'opérateur en cas de non exécution d'une intervention programmée du fait du consommateur ou du fournisseur (absence au rendez-vous, etc.), comme il est précisé dans le catalogue de prestations de l'opérateur <sup>(44)</sup>, soit :

(42) Suivi uniquement pour les fournisseurs alternatifs.

(43) Concernant Veolia, il n'y a pas besoin de signalement de la part des fournisseurs.

(44) Concernant Réseau GDS, Gédia, Caléo et Veolia, il s'agit du montant correspondant à l'intervention programmée. Pour Vialis, le catalogue de prestations ne prévoit pas de pénalités pour le consommateur final en cas de rendez-vous manqué sur la période de suivi.

GrDF		2 <sup>nd</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2010
Consommateurs à relève 6M/6M		24,33 € HT	24,23 € HT
Consommateurs à relève J/J-M-M/M	Débit du poste de comptage $\leq 160$ m <sup>3</sup> /h	107,03 € HT	106,60 € HT
	Débit du poste de comptage $> 160$ m <sup>3</sup> /h	197,15 € HT	196,36 € HT
Régaz		2 <sup>nd</sup> semestre 2009 et 1 <sup>er</sup> semestre 2010	
Débit du poste de comptage $\leq 65$ m <sup>3</sup> /h		30,91 € HT	
Débit du poste de comptage $> 65$ m <sup>3</sup> /h et $\leq 100$ m <sup>3</sup> /h		43,35 € HT	
Débit du poste de comptage $> 100$ m <sup>3</sup> /h		74,94 € HT	
GEG		2 <sup>nd</sup> semestre 2009 et 1 <sup>er</sup> semestre 2010	
Clients bénéficiant d'une option tarifaire T1/T2		23,75 € HT	
Clients bénéficiant d'une option tarifaire T3/T4/TP		90,78 € HT	
Gaz de Barr		2 <sup>nd</sup> semestre 2009 et 1 <sup>er</sup> semestre 2010	
Tous clients		24,00 € HT	

Cette indemnisation est directement versée aux fournisseurs qui en font la demande au GRD.

L'indicateur « Montant des indemnisations versées suite à réclamation pour rendez-vous non

tenus du fait du GRD » comptabilise le montant total des indemnisations versées aux fournisseurs durant le mois suite à des réclamations de fournisseurs pour rendez-vous non tenus.

• *Résultats de GrDF*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque mois. Ils sont aussi publiés sur le site internet grand public de GrDF chaque trimestre.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD	6M/6M	11	4	7	5	10	18	5	8	16	14	13	16
	J/J/M-M/M	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
Montant des indemnités versées suite à réclamations pour rendez-vous non tenus (€)	6M/6M	291,21	48,66	169,56	97,32	291,96	107,03	24,23	218,07	339,22	290,76	290,76	411,91
	J/J/M-M/M	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	389,28	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

• *Résultats de Régaz*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Régaz chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD	T1/T2	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
	T3/T4/TP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Montant des indemnités versées suite à réclamations pour rendez-vous non tenus (€)	T1/T2	0	0	0	0	0	0	30,91	0	0	0	0	0
	T3/T4/TP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

• *Résultats de GEG*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de GEG chaque trimestre.

Indicateur	Segmentation	T3 2009	T4 2009	T1 2010	T2 2010
Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD	T1/T2	0	1	0	0
	T3/T4/TP	0	0	0	0
Montant des indemnités versées suite à réclamations pour rendez-vous non tenus (€)	T1/T2	0	23,75	0	0
	T3/T4/TP	0	0	0	0

• *Résultats des autres GRD*

Pour les autres GRD suivant cet indicateur (Réseau GDS, Vialis, Gédia, Caléo, Gaz de Barr, Veolia et les 10 ELD au tarif commun ayant transmis l'information à la CRE <sup>(45)</sup>), il n'y a aucun rendez-vous manqué du fait du GRD et indemnisé sur la période de suivi.

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public chaque mois pour Réseau GDS et Gédia et chaque trimestre pour Vialis et Gaz de Barr.

Les résultats de ces indicateurs sont calculés et transmis à la CRE chaque semestre pour Caléo et Veolia et chaque année pour les ELD au tarif commun.

1.1.1.2. « Nombre de rendez-vous manqués par le consommateur final » et « Montant des pénalités facturées pour rendez-vous non tenus du fait du consommateur final »

• *Description*

L'indicateur « Nombre de rendez-vous manqués par le consommateur final » suit le nombre de rendez-vous planifiés non respectés par les consommateurs finals et facturés par le GRD durant le mois (GrDF, Régaz et Réseau GDS), le trimestre (Vialis et Gaz de Barr) ou le semestre (Caléo et Veolia).

Deux valeurs sont suivies :

- pour GrDF, le nombre de rendez-vous manqués du fait du client concernant les consommateurs :
  - à relève 6M/6M,
  - à relève J/M-M/M ;
- pour Régaz, Réseau GDS, Vialis, Caléo et Gaz de Barr <sup>(46)</sup>, le nombre de rendez-vous manqués du fait du client concernant les consommateurs :
  - bénéficiant des options tarifaires T1 et T2,
  - bénéficiant des options tarifaires T3, T4 et TP.

Une seule valeur est suivie par Veolia.

Tous les rendez-vous programmés pour intervention avec déplacement d'un agent du GRD et présence du consommateur, non tenus du fait du client et facturés sur la période, sont comptabilisés par cet indicateur.

L'indicateur « Montant des pénalités facturées pour rendez-vous non tenus du fait du consommateur final » comptabilise le montant total des pénalités qui ont été facturées aux consommateurs finals pour rendez-vous manqués de leur fait.

(45) Sorégies (département de la Vienne) ; Énergies Services Lannemizan ; Gazélec de Péronne ; Énergies et Services de Seyssel ; ESDB - Régie de Villard Bonnot ; Régie du Syndicat Électrique Intercommunal du Pays Chartrain ; Énergies Services Lavaur ; Énergies Services Occitans – Régie de Carmaux ; Régie Municipale Multiservices de La Réole ; Gascogne Énergies Services.

(46) Suivi uniquement pour les fournisseurs alternatifs.

• **Résultats de GrDF**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque mois. Ils sont aussi publiés sur le site internet grand public de GrDF chaque trimestre.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le consommateur final</b>	6M/6M	17362	14234	18576	19886	17726	20031	17627	15996	17360	14911	14733	14687
	J/J-M/M/M	8	6	2	10	4	15	3	10	20	6	7	4
<b>Montant des pénalités facturées pour rendez-vous non tenus du fait du client (€)</b>	6M/6M	321399,64	265152,99	354361,80	357018,79	324507,74	361980,40	308674,72	285020,35	314686,00	277539,73	266386,76	292975,34
	J/J-M/M/M	1026,72	822,42	214,06	1340,66	608,36	1183,77	616,75	1156,19	2777,16	639,60	942,56	426,83

• **Résultats de Régaz**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Régaz chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le consommateur final</b>	T1/T2	21	12	14	83	99	130	104	73	102	89	70	111
	T3/T4/TP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

• **Résultats de Réseau GDS**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Réseau GDS chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le consommateur final	T1/T2	4	4	10	0	5	0	4	0	0	0	2	4
	T3/T4/TP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

• **Résultats des autres GRD**

Pour les autres GRD suivant cet indicateur (Vialis, Caléo, Gaz de Barr et Veolia), il n'y a aucun rendez-vous manqué du fait du consommateur final et facturé par le GRD sur la période de suivi.

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public chaque trimestre pour Vialis et Gaz de Barr.

Les résultats de ces indicateurs sont calculés et transmis à la CRE chaque semestre pour Caléo et Veolia.

• **Évolution des indicateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

Le périmètre de suivi de la qualité de service des ELD est harmonisé et les fréquences de calcul des indicateurs homogénéisées pour une plus grande cohérence. Ces évolutions concernent GEG et Gédia pour l'indicateur suivant les rendez-vous manqués du fait du consommateur final.

1.1.1.3. « Délai de réalisation d'une mise en service » et « Taux de mise en service réalisée dans le délai standard »

• **Description**

L'indicateur « Délai de réalisation d'une mise en service » suit le nombre de mises en service clôturées durant le mois par tranche de délais, tous fournisseurs confondus.

Neuf valeurs sont suivies pour GrDF :

- le nombre de mises en service dont le délai de réalisation est inférieur ou égal au délai standard du catalogue de prestations concernant les consommateurs :
  - à relève 6M/6M,
  - à relève M/M,
  - à relève J/M-M/M ;
- le nombre de mises en service dont le délai de réalisation est compris entre le délai standard

du catalogue de prestations et deux fois ce délai concernant les consommateurs :

- à relève 6M/6M,
- à relève M/M,
- à relève J/M-M/M;

- le nombre de mises en service dont le délai de réalisation est strictement supérieur à deux fois le délai standard du catalogue de prestations concernant les consommateurs :

- à relève 6M/6M,
- à relève M/M,
- à relève J/M-M/M.

Trois valeurs sont suivies pour Régaz :

- le nombre de mises en service dont le délai de réalisation est inférieur ou égal au délai standard du catalogue de prestations ;
- le nombre de mises en service dont le délai de réalisation est compris entre le délai standard du catalogue de prestations et deux fois ce délai ;
- le nombre de mises en service dont le délai de réalisation est strictement supérieur à deux fois le délai standard du catalogue de prestations.

Six valeurs sont suivies pour Réseau GDS <sup>(47)</sup> :

- le nombre de mises en service dont le délai de réalisation est inférieur ou égal au délai standard du catalogue de prestations concernant les consommateurs :
  - bénéficiant des options tarifaires T1 et T2,
  - bénéficiant des options tarifaires T3, T4 et TP;
- le nombre de mises en service dont le délai de réalisation est compris entre le délai standard du catalogue de prestations et deux fois ce délai :
  - bénéficiant des options tarifaires T1 et T2,
  - bénéficiant des options tarifaires T3, T4 et TP;
- le nombre de mises en service dont le délai de réalisation est strictement supérieur à deux fois le délai standard du catalogue de prestations :

- bénéficiant des options tarifaires T1 et T2,
- bénéficiant des options tarifaires T3, T4 et TP.

L'indicateur « Taux de mise en service réalisée dans le délai standard » suit le nombre de mises en service clôturées durant le mois dans un délai inférieur ou égal au délai standard de réalisation du catalogue de prestations, par rapport à l'ensemble des mises en service clôturées durant le mois, tous fournisseurs confondus. Il est calculé par la formule ci-après :

*Nombre de mises en service clôturées durant le mois dans un délai inférieur ou égal au délai standard de réalisation du catalogue de prestations*

---

*Nombre total de mises en service clôturées durant le mois*

Trois valeurs sont suivies pour GrDF : le taux de mises en service réalisées dans le délai standard concernant les consommateurs :

- à relève 6M/6M ;
- à relève M/M ;
- à relève J/M-M/M.

Une seule valeur est suivie pour Régaz et Réseau GDS <sup>(48)</sup>.

Toutes les mises en service avec déplacement d'un agent du GRD, avec ou sans pose de compteur, sont comptabilisées par ces deux indicateurs. Les mises en service « Expresses » ne sont pas comptabilisées pour GrDF, mais le sont pour Régaz et Réseau GDS.

---

(47) Suivi uniquement pour les fournisseurs alternatifs.

(48) Suivi uniquement pour les fournisseurs alternatifs.

• *Résultats de GrDF*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque mois. Ils sont aussi publiés sur le site internet grand public de GrDF chaque trimestre.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de réalisation d'une mise en service*</b>	≤ délai catalogue	46 087	42 044	57 786	59 766	49 282	59 327	46 262	47 512	48 338	44 083	42 187	47 539
	6M/6M	45 731	41 738	57 384	59 091	48 732	58 759	45 811	47 130	48 009	43 821	41 916	47 218
	M/M	339	302	393	665	537	558	446	373	322	259	269	317
	J/J-J/M	17	4	9	10	13	10	5	9	7	3	2	4
	> délai catalogue et ≤ 2x délai catalogue	13 158	12 069	16 311	15 648	13 584	15 607	11 508	10 348	10 365	10 588	7 799	13 279
	6M/6M	13 057	11 969	16 212	15 467	13 391	15 427	11 384	10 244	10 278	10 499	7 747	13 208
	M/M	96	98	96	181	187	172	121	98	85	85	51	71
	J/J-J/M	5	2	3	0	6	8	3	6	2	4	1	0
	> 2x délai catalogue	4 398	4 870	5 371	4 189	3 510	4 191	3 652	2 959	2 813	2 763	2 025	3 587
	6M/6M	4 327	4 799	5 283	4 076	3 425	4 140	3 602	2 912	2 789	2 725	2 000	3 562
	M/M	69	67	86	108	79	50	45	46	23	35	25	24
	J/J-J/M	2	4	2	5	6	1	5	1	1	3	0	1
<b>Taux de mises en service réalisées dans le délai standard</b>	/	72,4 %	71,3 %	72,7 %	75,1 %	74,2 %	75,0 %	75,3 %	78,1 %	78,6 %	76,8 %	81,1 %	73,8 %
	6M/6M	72,5 %	71,3 %	72,7 %	75,1 %	74,3 %	75,0 %	75,4 %	78,2 %	78,6 %	76,8 %	81,1 %	73,8 %
	M/M	67,3 %	64,7 %	68,3 %	69,7 %	66,9 %	71,5 %	72,9 %	72,1 %	74,9 %	68,3 %	78,0 %	76,9 %
	J/J-J/M	70,8 %	40,0 %	64,3 %	66,7 %	52,0 %	52,6 %	38,5 %	56,3 %	70,0 %	30,0 %	66,7 %	80,0 %

\* Nombre de mises en service clôturées.

### • Résultats de Régaz

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Régaz chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de réalisation d'une mise en service*</b>	≤ délai catalogue	646	614	815	914	744	732	571	655	633	584	511	528
	> délai catalogue et ≤ 2x délai catalogue	39	59	188	66	30	70	39	39	34	28	36	41
	> 2x délai catalogue	12	21	32	15	14	30	9	8	16	13	9	12
<b>Taux de mises en service réalisées dans le délai standard</b>	/	92,7 %	88,5 %	78,7 %	91,9 %	94,4 %	88,0 %	92,2 %	93,3 %	92,7 %	93,4 %	91,9 %	90,9 %

\* Nombre de mises en service clôturées.

### • Résultats de Réseau GDS

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Réseau GDS chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de réalisation d'une mise en service*</b>	≤ délai catalogue	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	T1/T2	57	54	74	46	17	22	23	12	16	20	22	38
	T3/T4/TP	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
	> délai catalogue et ≤ 2x délai catalogue	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	T1/T2	0	7	18	5	0	4	0	1	2	1	1	3
	T3/T4/TP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	> 2x délai catalogue	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	T1/T2	0	2	5	1	0	0	0	0	0	0	1	2
	T3/T4/TP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Taux de mises en service réalisées dans le délai standard</b>	/	100,0 %	85,7 %	76,5 %	88,5 %	100,0 %	84,6 %	100,0 %	92,3 %	88,9 %	95,2 %	92,0 %	88,4 %

\* Nombre de mises en service clôturées.

• **Évolution des indicateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

Le suivi des délais de réalisation des mises en service sera effectué par rapport aux délais demandés par les fournisseurs et non par rapport aux délais standards prévus dans les catalogues de prestations.

Le périmètre de suivi de la qualité de service des ELD est harmonisé et les fréquences de calcul des indicateurs homogénéisées pour une plus grande cohérence. Pour Vialis, ces évolutions concernent les indicateurs relatifs aux délais et taux de réalisation dans les délais catalogues des prestations de mise en service.

**1.1.1.4. « Délai de réalisation d'une mise hors service » et « Taux de mises hors service réalisées dans le délai standard »**

• **Description**

L'indicateur « Délai de réalisation d'une mise hors service » suit le nombre de mises hors service clôturées durant le mois par tranche de délais, tous fournisseurs confondus.

Neuf valeurs sont suivies pour GrDF :

- le nombre de mises hors service dont le délai de réalisation est inférieur ou égal au délai standard du catalogue de prestations concernant les consommateurs :
  - à relève 6M/6M,
  - à relève M/M,
  - à relève J/M-M/M;
- le nombre de mises hors service dont le délai de réalisation est compris entre le délai standard du catalogue de prestations et deux fois ce délai concernant les consommateurs :
  - à relève 6M/6M,
  - à relève M/M,
  - à relève J/M-M/M;
- le nombre de mises hors service dont le délai de réalisation est strictement supérieur à deux

fois le délai standard du catalogue de prestations concernant les consommateurs :

- à relève 6M/6M,
- à relève M/M,
- à relève J/M-M/M.

Trois valeurs sont suivies pour Régaz :

- le nombre de mises hors service dont le délai de réalisation est inférieur ou égal au délai standard du catalogue de prestations ;
- le nombre de mises hors service dont le délai de réalisation est compris entre le délai standard du catalogue de prestations et deux fois ce délai ;
- le nombre de mises hors service dont le délai de réalisation est strictement supérieur à deux fois le délai standard du catalogue de prestations.

Six valeurs sont suivies pour Réseau GDS <sup>(49)</sup> :

- le nombre de mises hors service dont le délai de réalisation est inférieur ou égal au délai standard du catalogue de prestations concernant les consommateurs :
  - bénéficiant des options tarifaires T1 et T2,
  - bénéficiant des options tarifaires T3, T4 et TP ;
- le nombre de mises hors service dont le délai de réalisation est compris entre le délai standard du catalogue de prestations et deux fois ce délai :
  - bénéficiant des options tarifaires T1 et T2,
  - bénéficiant des options tarifaires T3, T4 et TP ;
- le nombre de mises hors service dont le délai de réalisation est strictement supérieur à deux fois le délai standard du catalogue de prestations :
  - bénéficiant des options tarifaires T1 et T2,
  - bénéficiant des options tarifaires T3, T4 et TP.

L'indicateur « Taux de mises hors service réalisées dans le délai catalogue » suit le nombre de mises hors service clôturées durant le mois dans un délai inférieur ou égal au délai standard

(49) Suivi uniquement pour les fournisseurs alternatifs.

de réalisation du catalogue de prestations, par rapport à l'ensemble des mises hors service clôturées durant le mois, tous fournisseurs confondus. Il est calculé par la formule ci-après :

*Nombre de mises hors service clôturées durant le mois dans un délai inférieur ou égal au délai standard de réalisation du catalogue de prestations*

*Nombre total de mises hors service clôturées durant le mois*

Trois valeurs sont suivies pour GrDF : le taux de mises hors service réalisées dans le délai standard concernant les consommateurs :

- à relève 6M/6M ;
- à relève M/M ;
- à relève J/M-M/M.

Une seule valeur est suivie pour Régaz et Réseau GDS <sup>(50)</sup>.

Toutes les mises hors service faisant suite à une résiliation de contrat entre le consommateur final et son fournisseur sont comptabilisées par ces deux indicateurs. Les mises hors service pour impayé ne sont pas comptabilisées. Les mises hors service express sont comptabilisées pour Réseau GDS.

(50) Suivi uniquement pour les fournisseurs alternatifs.

### • Résultats de GrDF

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque mois. Ils sont aussi publiés sur le site internet grand public de GrDF chaque trimestre.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de réalisation d'une mise en service*</b>	≤ délai catalogue	50137	39341	43705	43487	36464	40145	38021	39383	45314	44204	45891	51105
	6M/6M	49911	39188	43522	43289	36304	39948	37895	39242	45141	44052	45773	50957
	M/M	213	149	178	186	154	189	123	138	166	143	114	143
	J/J-J/M	13	4	5	12	6	8	3	3	7	9	4	5
	> délai catalogue et ≤ 2x délai catalogue	24722	21919	22770	20482	17197	20504	18577	15248	18500	17592	14673	22668
	6M/6M	24669	21875	22744	20425	17169	20470	18548	15222	18477	17567	14654	22635
	M/M	49	41	24	52	24	32	28	24	23	25	19	31
	J/J-J/M	4	3	2	5	4	2	1	2	0	0	0	2
	> 2x délai catalogue	13613	14286	13171	10353	7924	10430	10174	7217	8421	8018	6513	10420
	6M/6M	13571	14245	13140	10324	7892	10421	10154	7211	8410	7987	6506	10397
	M/M	33	38	29	27	27	7	19	6	11	28	7	22
	J/J-J/M	9	3	2	2	5	2	1	0	0	3	0	1
<b>Taux de mises en service réalisées dans le délai standard</b>	/	56,7 %	52,1 %	54,9 %	58,5 %	59,2 %	56,5 %	56,9 %	63,7 %	62,7 %	63,3 %	68,4 %	60,7 %
	6M/6M	56,6 %	52,0 %	54,8 %	58,5 %	59,2 %	56,4 %	56,9 %	63,6 %	62,7 %	63,3 %	68,4 %	60,7 %
	M/M	72,2 %	65,4 %	77,1 %	70,2 %	75,1 %	82,9 %	72,4 %	82,1 %	83,0 %	73,0 %	81,4 %	73,0 %
	J/J-J/M	50,0 %	40,0 %	55,6 %	63,2 %	40,0 %	66,7 %	60,0 %	60,0 %	100,0 %	75,0 %	100,0 %	62,5 %

\* Nombre de mises en service clôturées.

### • Résultats de Régaz

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Régaz chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
Délai de réalisation d'une mise en service*	≤ délai catalogue	412	223	237	292	371	435	380	216	287	281	132	188
	> délai catalogue et ≤ 2x délai catalogue	88	132	101	92	103	66	46	62	103	64	91	79
	> 2x délai catalogue	83	137	101	100	69	45	22	28	22	20	31	65
Taux de mises en service réalisées dans le délai standard	/	85,8 %	72,2 %	77,0 %	79,3 %	87,3 %	91,8 %	95,1 %	90,8 %	94,7 %	94,5 %	87,8 %	80,4 %

\* Nombre de mises en service clôturées.

### • Résultats de Réseau GDS

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Réseau GDS chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
Délai de réalisation d'une mise en service*	≤ délai catalogue	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	T1/T2	14	11	8	8	9	10	18	4	8	11	22	22
	T3/T4/TP	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
	> délai catalogue et ≤ 2x délai catalogue	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	T1/T2	4	1	5	7	4	4	4	2	1	4	3	7
	T3/T4/TP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	> 2x délai catalogue	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	T1/T2	3	2	3	2	2	5	2	1	2	3	3	8
	T3/T4/TP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Taux de mises en service réalisées dans le délai standard	/	66,7 %	78,6 %	50,0 %	47,1 %	60,0 %	52,6 %	76,0 %	57,1 %	72,7 %	61,1 %	78,6 %	59,5 %

\* Nombre de mises en service clôturées.

- **Évolution des indicateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

Le suivi des délais de réalisation des mises hors service sera effectué par rapport aux délais demandés par les fournisseurs et non par rapport aux délais standards prévus dans les catalogues de prestations.

Le périmètre de suivi de la qualité de service des ELD est harmonisé et les fréquences de calcul des indicateurs homogénéisées pour une plus grande cohérence. Pour Vialis, ces évolutions concernent les indicateurs relatifs aux délais et taux de réalisation dans les délais catalogues des prestations de mise hors service.

**1.1.1.5. « Délai de réalisation d'un changement de fournisseur » et « Taux de changements de fournisseur réalisés dans le délai standard »**

- **Description**

L'indicateur « Délai de réalisation d'un changement de fournisseur » suit le nombre de changements de fournisseur clôturés durant le mois, tous fournisseurs confondus.

Neuf valeurs sont suivies pour GrDF :

- le nombre de changements de fournisseur dont le délai de réalisation est inférieur ou égal au délai standard du catalogue de prestations concernant les consommateurs :

- à relève 6M/6M,
- à relève M/M,
- à relève J/M-M/M ;

- le nombre de changements de fournisseur dont le délai de réalisation est compris entre le délai standard du catalogue de prestations et deux fois ce délai concernant les consommateurs :

- à relève 6M/6M,
- à relève M/M,
- à relève J/M-M/M ;

- le nombre de changements de fournisseur dont le délai de réalisation est strictement supérieur à deux fois le délai standard du catalogue de prestations concernant les consommateurs :

- à relève 6M/6M,
- à relève M/M,
- à relève J/M-M/M.

Trois valeurs sont suivies pour Régaz :

- le nombre de changements de fournisseur dont le délai de réalisation est inférieur ou égal au délai standard du catalogue de prestations ;
- le nombre de changements de fournisseur dont le délai de réalisation est compris entre le délai standard du catalogue de prestations et deux fois ce délai ;
- le nombre de changements de fournisseur dont le délai de réalisation est strictement supérieur à deux fois le délai standard du catalogue de prestations.

Six valeurs sont suivies pour Réseau GDS <sup>(51)</sup> :

- le nombre de changements de fournisseur dont le délai de réalisation est inférieur ou égal au délai standard du catalogue de prestations concernant les consommateurs :
  - bénéficiant des options tarifaires T1 et T2,
  - bénéficiant des options tarifaires T3, T4 et TP ;
- le nombre de changements de fournisseur dont le délai de réalisation est compris entre le délai standard du catalogue de prestations et deux fois ce délai :
  - bénéficiant des options tarifaires T1 et T2,
  - bénéficiant des options tarifaires T3, T4 et TP ;
- le nombre de changements de fournisseur dont le délai de réalisation est strictement supérieur à deux fois le délai standard du catalogue de prestations :
  - bénéficiant des options tarifaires T1 et T2 ;
  - bénéficiant des options tarifaires T3, T4 et TP.

L'indicateur « Taux de changements de fournisseur réalisés dans le délai standard » suit le nombre de changements de fournisseur clôturés durant le mois dans un délai égal au délai standard de réalisation du catalogue de prestations <sup>(52)</sup>, par rapport à l'ensemble des changements de fournisseur clôturés durant le mois, tous fournisseurs confondus et sans segmentation par typologie de consommateurs. Une seule valeur est suivie, calculée par la formule ci-après :

*Nombre de changements de fournisseur clôturés durant le mois dans un délai égal au délai standard de réalisation du catalogue de prestations*

---

*Nombre total de changements de fournisseur clôturés durant le mois*

Trois valeurs sont suivies pour GrDF : le taux de changements de fournisseur réalisés dans le délai standard concernant les consommateurs :

- à relèvements 6M/6M ;
- à relèvements M/M ;
- à relèvements J/M-M/M.

Une seule valeur est suivie pour Régaz et Réseau GDS <sup>(53)</sup>.

Tous les changements de fournisseur sont comptabilisés par ces deux indicateurs.

---

<sup>(51)</sup> Suivi uniquement pour les fournisseurs alternatifs.

<sup>(52)</sup> Pour GrDF : le délai standard est de 21 jours calendaires de juillet 2009 à février 2010, puis de 10 jours calendaires ensuite.  
Pour Régaz : le délai standard est de 10 jours calendaires.  
Pour Réseau GDS : le délai standard est de 21 jours calendaires.

<sup>(53)</sup> Suivi uniquement pour les fournisseurs alternatifs.

• **Résultats de GrDF**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque mois. Ils sont aussi publiés sur le site internet grand public de GrDF chaque trimestre.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Délag de réalisation d'un changement de fournisseur*</b>	≤ délai catalogue	777	1047	443	523	584	1296	810	691	1339	1519	1707	1186
	6M/6M	735	1009	379	421	450	1188	762	649	1314	1424	1639	1129
	M/M	40	38	64	94	124	99	43	41	25	95	68	57
	J/J-J/M	2	0	0	8	10	9	5	1	0	0	0	0
	> délai catalogue et ≤ 2x délai catalogue	19908	20790	14291	12118	13756	14768	14056	13047	4464	5032	5548	5301
	6M/6M	19805	20692	14111	12007	13455	14646	13866	12925	4432	4968	5504	5260
	M/M	76	90	161	89	140	91	114	95	28	58	42	39
	J/J-J/M	27	8	19	22	161	31	76	27	4	6	2	2
	> 2x délai catalogue	13	13	37	22	25	15	11	26	7846	8347	7579	9490
	6M/6M	12	12	36	22	25	15	10	26	7782	8262	7544	9395
	M/M	1	1	1	0	0	0	1	0	60	67	28	93
	J/J-J/M	0	0	0	0	0	0	0	0	4	18	7	2
<b>Taux de changements de fournisseur réalisés dans le délai standard</b>	/	3,8%	4,8%	3,0%	4,1%	4,1%	8,1%	5,4%	5,0%	9,8%	10,2%	11,5%	7,4%
	6M/6M	3,6%	4,6%	2,6%	3,4%	3,2%	7,5%	5,2%	4,8%	9,7%	9,7%	11,2%	7,2%
	M/M	34,2%	29,5%	28,3%	51,4%	47,0%	52,1%	27,2%	30,1%	22,1%	43,2%	49,3%	30,2%
	J/J-J/M	6,9%	0,0%	0,0%	26,7%	5,8%	22,5%	6,2%	3,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

\* Nombre de changements de fournisseur clôturés.

• **Résultats de Régaz**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Régaz chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de réalisation d'une mise en service*</b>	≤ délai catalogue	1	0	0	1	3	2	4	2	1	2	1	2
	> délai catalogue et ≤ 2x délai catalogue	2	9	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
	> 2x délai catalogue	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Taux de mises en service réalisées dans le délai catalogue</b>	/	33,3 %	0,0 %	NA	100,0 %	100,0 %	100,0 %	80,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %

\* Nombre de mises en service clôturées.

• **Résultats de Réseau GDS**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Réseau GDS chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de réalisation d'une mise en service*</b>	≤ délai catalogue	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	T <sub>1</sub> /T <sub>2</sub>	62	214	0	0	1	1	4	3	1	1	1	2
	T <sub>3</sub> /T <sub>4</sub> /TP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	> délai catalogue et ≤ 2x délai catalogue	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	T <sub>1</sub> /T <sub>2</sub>	1	127	1	1	2	8	0	2	1	0	4	0
	T <sub>3</sub> /T <sub>4</sub> /TP	1	2	1	2	4	2	3	1	0	0	3	0
	> 2x délai catalogue	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	T <sub>1</sub> /T <sub>2</sub>	1	1	3	2	1	0	0	0	0	0	0	2
	T <sub>3</sub> /T <sub>4</sub> /TP	0	0	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0
<b>Taux de mises en service réalisées dans le délai catalogue</b>	/	95,4 %	62,2 %	0,0 %	0,0 %	11,1 %	9,1 %	57,1 %	50,0 %	50,0 %	100,0 %	12,5 %	50,0 %

\* Nombre de mises en service clôturées.

- **Évolution des indicateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

Pour Régaz et Réseau GDS, le suivi des délais de réalisations des changements de fournisseur sera effectué par rapport aux délais demandés par les fournisseurs et non par rapport aux délais standards prévus dans les catalogues de prestations.

Le périmètre de suivi de la qualité de service des ELD est harmonisé et les fréquences de calcul des indicateurs homogénéisées pour une plus grande cohérence. Pour Vialis, ces évolutions concernent les indicateurs relatifs aux délais et taux de réalisation dans les délais catalogues des prestations de changements de fournisseur.

**1.1.1.6. « Délai moyen de réalisation d'un raccordement » et « Taux de raccordement réalisé dans le délai »**

- **Description**

L'indicateur « Délai moyen de réalisation d'un raccordement » suit le nombre moyen de jour nécessaire à la réalisation des raccordements clôturés durant le trimestre. Une seule valeur est suivie.

L'indicateur « Taux de raccordement réalisé dans le délai » suit :

- du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 31 mars 2010, le nombre de nouveaux raccordements clôturés durant le trimestre dont la mise en service a été réalisée dans un délai standard de 5 jours ouvrés, par rapport à l'ensemble des raccordements clôturés durant le trimestre. Une seule valeur est suivie, calculée par la formule ci-après :

*Nombre de nouveaux raccordements clôturés durant le trimestre avec mise en service réalisée dans un délai inférieur à 5 jours ouvrés*

---

*Nombre total de raccordements clôturés durant le trimestre*

- du 1<sup>er</sup> avril 2010 au 30 juin 2010, le nombre de raccordements clôturés durant le trimestre pour lesquels le branchement a été réalisé avant la date de mise en service souhaitée par le client, par rapport à l'ensemble des raccordements clôturés durant le trimestre. Une seule valeur est suivie, calculée par la formule ci-après :

*Nombre de raccordements clôturés durant le trimestre pour lesquels le branchement a été réalisé à une date inférieure à la date de mise en service souhaitée par le client*

---

*Nombre total de raccordements clôturés durant le trimestre*

Tous les branchements avec un débit du compteur inférieur à 6-10 m<sup>3</sup>/h sans extension sont comptabilisés par ces deux indicateurs : les branchements concernant des compteurs avec un débit supérieur à 6-10 m<sup>3</sup>/h et ceux avec extension ne sont pas comptabilisés.

- **Résultats de GrDF**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque trimestre. Ils sont aussi publiés sur le site internet grand public de GrDF chaque trimestre.

Indicateur	T3 2009	T4 2009	T1 2010	T2 2010
<b>Délai moyen de réalisation d'un raccordement (jour)</b>	48	50	34	34
<b>Taux de raccordement réalisé dans le délai</b>	89,1 %	89,5 %	96,5 %	60,0 %

• **Évolution des indicateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

Les indicateurs « Délai moyen de réalisation d'un raccordement » et « Taux de raccordement réalisé dans un délai convenu » concernent tous les raccordements simples avec un débit du compteur inférieur à 6-10 m<sup>3</sup>/h d'une part, et raccordements avec extensions et raccordements avec un débit du compteur supérieur à 6-10 m<sup>3</sup>/h d'autre part, suivis distinctement.

**1.1.2. Relation entre les GRD et les consommateurs finals**

**1.1.2.1. « Nombre de réclamations de consommateurs finals par nature » et « Taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 30 jours calendaires »**

• **Description**

L'indicateur « Nombre de réclamations de consommateurs finals par nature » suit le nombre de réclamations de consommateurs finals clôturées durant le mois (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gédia), le trimestre (GEG, Vialis et Gaz de Barr) ou le semestre (Caléo et Veolia).

Cinq valeurs sont suivies pour GrDF, Vialis, Caléo et Veolia :

- le nombre total de réclamations ;
- le nombre de réclamations concernant la livraison (pour les consommateurs en contrat de livraison directe avec le GRD) ;
- le nombre de réclamations concernant la production des services liés à la livraison (réclamations concernant les services de type offre de pression, le comptage, etc.) ;
- le nombre de réclamations concernant le raccordement individuel gaz (consommateurs résidentiels et petits sites non résidentiels) ;
- le nombre de réclamations concernant le raccordement du marché d'affaires gaz (grands sites non résidentiels).

Huit valeurs sont suivies pour Régaz :

- le nombre total de réclamations ;
- le nombre de réclamations concernant l'accueil (suite à un contact téléphonique ou physique) ;
- le nombre de réclamations concernant la qualité de la fourniture et du réseau (problème relatif à la pression, la continuité de fourniture, ou aux chantiers de raccordement, de renouvellement ou de déplacement de réseau) ;
- le nombre de réclamations concernant la gestion et la réalisation des prestations ;
- le nombre de réclamations concernant les données de comptage (interrogations sur la valeur des index de compteur relevés ou estimés) ;
- le nombre de réclamations concernant la gestion contractuelle (toute question relative à l'application ou la facturation d'un contrat signé avec le GRD, comme le contrat d'acheminement, le contrat de raccordement...);
- le nombre de réclamations concernant la relance (pour toute nouvelle réclamation qui fait suite à une réclamation déjà enregistrée et traitée du même fournisseur sur le même sujet) ;
- le nombre de réclamations ne relevant pas du GRD.

Huit valeurs sont suivies pour Réseau GDS :

- le nombre total de réclamations ;
- le nombre de réclamations concernant la concession et le développement ;
- le nombre de réclamations concernant la construction des ouvrages ;
- le nombre de réclamations concernant la conduite et l'entretien des ouvrages ;
- le nombre de réclamations concernant l'acheminement et la livraison ;
- le nombre de réclamations concernant la logistique ;
- le nombre de réclamations concernant le pilotage des ouvrages ;
- le nombre de réclamations concernant le code de bonne conduite.

Huit valeurs sont suivies pour GEG :

- le nombre total de réclamations ;
- le nombre de réclamations concernant la qualité de fourniture ;
- le nombre de réclamations concernant la facturation ;
- le nombre de réclamations concernant les interventions ;
- le nombre de réclamations concernant les raccordements et travaux ;
- le nombre de réclamations concernant l'accueil et la mise en œuvre contractuelle ;
- le nombre de réclamations concernant la relève ;
- le nombre de réclamations pour les autres thèmes.

Six valeurs sont suivies pour Gédia :

- le nombre total de réclamations ;
- le nombre de réclamations concernant l'accueil ;
- le nombre de réclamations concernant la qualité de fourniture ;
- le nombre de réclamations concernant la qualité des prestations ;
- le nombre de réclamations concernant les données de comptage ;
- le nombre de réclamations pour les autres thèmes.

Une seule valeur est suivie par Gaz de Barr.

L'indicateur « Taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 30 <sup>(54)</sup> jours

calendaires » suit le nombre de réclamations de consommateurs finals clôturées dans les 30 jours calendaires durant le mois (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gédia), le trimestre (GEG, Vialis et Gaz de Barr) ou le semestre (Caléo et Veolia), par rapport à l'ensemble des réclamations de consommateurs finals clôturées durant le mois (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gédia), le trimestre (GEG, Vialis et Gaz de Barr) ou le semestre (Caléo et Veolia). Une seule valeur est suivie, calculée par la formule ci-après :

---

*Nombre de réclamations de consommateurs finals clôturées dans les 30 jours calendaires durant le mois/trimestre/semestre*

---

*Nombre total de réclamations de consommateurs finals clôturées durant le mois/trimestre/semestre*

Seules les réclamations clôturées, c'est-à-dire celles pour lesquelles une réponse « consistante » a été transmise par le GRD au consommateur final, sont considérées. Parmi celles-ci, toutes les réclamations transmises oralement (GrDF uniquement), par écrit (courrier, mail voire fax pour Réseau GDS uniquement), dont la réponse doit être faite par le GRD au consommateur final, sont comptabilisées par ces deux indicateurs.

---

(54) 21 jours calendaires pour Réseau GDS, 15 jours calendaires pour Gédia et 8 jours calendaires pour Vialis.

• *Résultats de GrDF*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque mois. Ils sont aussi publiés sur le site internet grand public de GrDF chaque trimestre.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Nombre de réclamations de consommateurs finals par nature</b>	Total	104	75	62	98	94	114	61	62	98	72	61	126
	Livraison	0	1	0	2	2	2	1	2	0	0	2	1
	Production des services liés à la livraison	8	4	3	2	4	2	3	2	2	5	2	3
	Raccordement individuel gaz	82	61	47	80	79	99	51	49	80	61	50	110
	Raccordement du marché d'affaires gaz	14	9	12	14	9	11	6	9	16	6	7	12
<b>Taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 30 jours calendaires</b>	/	93,8 %	86,7 %	95,2 %	98,0 %	90,4 %	93,0 %	Non calculé par GrDF	96,8 %	98,0 %	94,4 %	88,5 %	84,9 %

• **Résultats de Régaz**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Régaz chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Nombre de réclamations de consommateurs finals par nature</b>	Total	5	0	7	9	12	0	19	12	12	10	11	15
	Accueil	1	0	0	0	1	0	0	0	1	0	1	0
	Qualité de fourniture et réseau	3	0	6	5	7	0	2	3	4	2	1	1
	Gestion et réalisation des prestations	1	0	0	1	0	0	8	5	2	4	6	9
	Données de comptage	0	0	0	2	2	0	4	2	4	3	3	4
	Relance	0	0	0	0	2	0	5	2	1	0	0	1
	Réclamation ne relevant pas du GRD	0	0	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0
	Gestion contractuelle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 30 jours calendaires</b>	/	80,0 %	NA	100,0 %	78,0 %	85,0 %	NA	50,0 %	92,0 %	92,0 %	100,0 %	92,0 %	87,0 %

- *Résultats de Réseau GDS*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Réseau GDS chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Nombre de réclamations de consommateurs finals par nature</b>	Total	2	5	5	4	4	7	3	2	1	2	1	1
	Concession/développement	0	0	0	2	2	2	1	1	0	0	0	0
	Construction des ouvrages	1	5	1	1	2	1	0	1	0	0	0	1
	Conduite et entretien des ouvrages	1	0	2	1	0	1	0	0	0	2	0	0
	Acheminement/livraison	0	0	2	0	0	2	2	0	1	0	1	0
	Logistique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pilotage des ouvrages	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	Code de bonne conduite	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 21 jours calendaires</b>	/	100,0 %	20,0 %	100,0 %	75,0 %	75,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %

• *Résultats de GEG*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de GEG chaque trimestre.

Indicateur	Segmentation	T3 2009	T4 2009	T1 2010	T2 2010
<b>Nombre de réclamations de consommateurs finals par nature</b>	Total	3	0	0	0
	Qualité de fourniture	0	0	0	0
	Facturation	0	0	0	0
	Interventions	1	0	0	0
	Raccordement et travaux	0	0	0	0
	Accueil et mise en œuvre du contrat	0	0	0	0
	Relève	0	0	0	0
	Autres	2	0	0	0
<b>Taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 30 jours calendaires</b>	/	67 %	NA	NA	NA

• *Résultats de Gédia*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Gédia chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Nombre de réclamations de consommateurs finals par nature</b>	Total	1	0	0	1	1	0	0	0	0	2	0	0
	Accueil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Qualité de fourniture	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Qualité des prestations	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	0	0
	Données de comptage	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Autre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
<b>Taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 15 jours calendaires</b>	/	100,0 %	NA	NA	100,0 %	100,0 %	NA	NA	NA	NA	100,0 %	NA	NA

- *Résultats de Caléo*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés et transmis à la CRE chaque semestre.

Indicateur	Segmentation	2 <sup>nd</sup> semestre 2009	1 <sup>er</sup> semestre 2010
<b>Nombre de réclamations de consommateurs finals par nature</b>	Total	2	1
	Livraison	1	0
	Production des services liés à la livraison	1	0
	Raccordement individuel gaz	0	1
	Raccordement du marché d'affaires gaz	0	0
<b>Taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 30 jours calendaires</b>	/	100,0 %	100,0 %

- *Résultats de Veolia*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés et transmis à la CRE chaque semestre. Le suivi de ces indicateurs a débuté au 1<sup>er</sup> janvier 2010.

Indicateur	Segmentation	1 <sup>er</sup> semestre 2010
<b>Nombre de réclamations de consommateurs finals par nature</b>	Total	12
	Livraison	1
	Production des services liés à la livraison	11
	Raccordement individuel gaz	0
	Raccordement du marché d'affaires gaz	0
<b>Taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 30 jours calendaires</b>	/	83,3 %

- **Résultats de Vialis et Gaz de Barr**

Vialis et Gaz de Barr n'ont comptabilisé aucune réclamation de consommateurs finals sur la période de suivi.

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public chaque trimestre pour Vialis et Gaz de Barr.

- **Évolution des indicateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

L'indicateur mesurant le taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 30<sup>(55)</sup> jours calendaires est incité financièrement.

#### 1.1.2.2. « Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals »

- **Description**

L'indicateur « Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals » suit le nombre d'appels pris par le personnel du centre d'appel d'un GRD, par rapport à l'ensemble des appels reçus sur la même période.

Deux valeurs sont suivies pour GrDF, Régaz et GEG, tous types de consommateurs confondus :

- le taux d'accessibilité mensuel (GrDF et Régaz) ou trimestriel (GEG) du centre d'appel pour les numéros « sécurité dépannage » (numéros à utiliser par les consommateurs finals en cas d'odeur de gaz ou de manque de gaz) ;

- le taux d'accessibilité mensuel (Régaz) ou trimestriel (GrDF et GEG) du centre d'appel pour les numéros « accueil »<sup>(56)</sup> (numéros à utiliser pour tout renseignement sur le gaz naturel, le raccordement au réseau de gaz naturel, les réclamations...).

Une seule valeur est suivie par Vialis, Gédia et Veolia : le taux d'accessibilité mensuel (Gédia et Veolia) ou trimestriel (Vialis) du centre d'appel pour les numéros « accueil »<sup>(57)</sup>.

Cet indicateur est calculé par la formule ci-après :

---

*Nombre d'appels pris par le centre d'appel sur la période*

---

*Nombre d'appels reçus par le centre d'appel sur la période*

Tous les appels qui sont reçus et pris durant les plages d'ouverture du centre d'appel, quel que soit l'interlocuteur à l'origine de l'appel, sont comptabilisés par cet indicateur. À noter que GEG le suit sur une base 24 h/24 et non uniquement sur les heures d'ouverture.

---

(55) 21 jours calendaires pour Réseau GDS, 15 jours calendaires pour Gédia et 8 jours calendaires pour Vialis.

(56) GrDF: numéros « AGNRC » (Accueil Gaz Naturel Raccordement et Conseil).

Régaz: numéro « accueil raccordement - interventions techniques ».

GEG: numéro « accueil raccordement » (mixte).

(57) Vialis: numéro « accueil raccordement - interventions techniques » (mixte).

Gédia: numéro « accueil accès client » (mixte).

Veolia: numéro « service client facturation gaz ».

### • Résultats de GrDF

Les résultats de cet indicateur pour les numéros « sécurité dépannage » sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque mois. Ils sont aussi publiés sur le site internet grand public de GrDF chaque trimestre.

Les résultats de cet indicateur pour les numéros « AGNRC » sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque trimestre. Ils sont aussi publiés sur le site internet grand public de GrDF chaque trimestre.

Indicateur	Segmentation	T3 2009			T4 2009			T1 2010			T2 2010		
		juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals	N° sécurité dépannage	89,6 %	94,3 %	92,3 %	90,6 %	96,1 %	94,1 %	97,5 %	98,9 %	98,8 %	98,5 %	97,9 %	98,3 %
	N° AGNRC	92,6 %			92,8 %			93,3 %			93,0 %		

### • Résultats de Régaz

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Régaz chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
		Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals	N° sécurité dépannage	91,5 %	89,9 %	91,9 %	96,0 %	97,7 %	97,6 %	98,1 %	96,8 %	97,1 %	98,1 %
	N° accueil raccordement - interventions techniques	88,4 %	91,5 %	90,7 %	89,3 %	89,3 %	91,3 %	91,3 %	83,0 %	88,2 %	90,2 %	90,0 %	87,9 %

### • Résultats de GEG

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de GEG chaque trimestre.

Indicateur	Segmentation	T3 2009	T4 2009	T1 2010	T2 2010
Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals	N° sécurité dépannage	88,2 %	88,6 %	87,8 %	90,5 %
	N° accueil raccordement (mixte)	51,9 %	51,1 %	54,1 %	48,3 %

• *Résultats de Vialis*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Vialis chaque trimestre.

Indicateur	Segmentation	T3 2009	T4 2009	T1 2010	T2 2010
<b>Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals</b>	N° accueil raccordement - interventions techniques » (mixte)	90,3 %	89,0 %	90,8 %	86,4 %

• *Résultats de Gédia*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Gédia chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals</b>	N° accueil - accès client (mixte)	68,9 %	62,2 %	65,1 %	77,4 %	77,9 %	74,9 %	75,5 %	80,4 %	79,8 %	77,3 %	76,9 %	80,0 %

• *Résultats de Veolia*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés et transmis à la CRE chaque semestre.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals</b>	N° service client facturation gaz	93,9 %	94,1 %	97,8 %	98,4 %	97,0 %	96,5 %	95,8 %	91,9 %	98,5 %	98,2 %	98,2 %	97,9 %

## 1.2. Qualité de service vis-à-vis des fournisseurs et des expéditeurs : relation entre les GRD et les fournisseurs

### 1.2.1. « Taux de disponibilité du portail fournisseurs »

#### • Description

L'indicateur « Taux de disponibilité du portail fournisseurs » suit le nombre d'heures de disponibilité du portail fournisseurs de GrDF, Régaz et GEG durant la semaine, par rapport au nombre total d'heures d'ouverture prévues durant la semaine. Une seule valeur est suivie, calculée chaque semaine par la formule ci-après :

$$\frac{\text{Nombre d'heures de disponibilité du portail fournisseurs durant la semaine}}{\text{Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail fournisseurs durant la semaine}}$$

*Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail fournisseurs durant la semaine*

#### • Résultats de GrDF

Les résultats de cet indicateur sont calculés chaque semaine. Ils sont transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque mois.

Taux de disponibilité du portail fournisseurs OMEGA	juil.-09					août-09					sept.-09					oct.-09					nov.-09					déc.-09				
	S27	S28	S29	S30	S31	S32	S33	S34	S35	S36	S37	S38	S39	S40	S41	S42	S43	S44	S45	S46	S47	S48	S49	S50	S51	S52	S53			
	93,8 %	100,0 %	100,0 %	95,8 %	90,7 %	89,7 %	88,7 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	99,7 %	100,0 %	84,6 %	95,1 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %			
Montant des incitations financières (€)	-100000	0	0	-100000	-100000	-100000	-100000	0	0	0	0	0	0	0	0	-100000	-100000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			

Taux de disponibilité du portail fournisseurs OMEGA	janv.-10					févr.-10					mars-10					avr.-10					mai-10					juin-10				
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	S17	S18	S19	S20	S21	S22	S23	S24	S25	S26				
	100,0 %	100,0 %	100,0 %	92,2 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	99,0 %	100,0 %	99,3 %	93,9 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %				
Montant des incitations financières (€)	0	0	0	-10 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-10 000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				

### • Résultats de Régaz

Les résultats de cet indicateur sont calculés chaque semaine. Ils sont transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Régaz chaque mois.

Taux de disponibilité du portail fournisseurs	juil.-09					août-09					sept.-09					oct.-09					nov.-09					déc.-09				
	S27	S28	S29	S30	S31	S32	S33	S34	S35	S36	S37	S38	S39	S40	S41	S42	S43	S44	S45	S46	S47	S48	S49	S50	S51	S52	S53			
	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	99,9 %	100,0 %	99,9 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	99,9 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	99,9 %	99,9 %	100,0 %	100,0 %	99,9 %	99,8 %	99,9 %	100,0 %			

Taux de disponibilité du portail fournisseurs	janv.-10					févr.-10					mars-10					avr.-10					mai-10					juin-10				
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	S17	S18	S19	S20	S21	S22	S23	S24	S25	S26				
	100,0 %	99,9 %	100,0 %	99,7 %	100,0 %	95,3 %	98,5 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	99,7 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	99,4 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %				

### • Résultats de GEG

Les résultats de cet indicateur sont calculés chaque semaine. Ils sont transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de GEG chaque trimestre.

Taux de disponibilité du portail fournisseurs	janv.-10					févr.-10					mars-10					avr.-10					mai-10					juin-10				
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13	S14	S15	S16	S17	S18	S19	S20	S21	S22	S23	S24	S25	S26				
	100,0 %	100,0 %	99,8 %	97,8 %	99,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	99,5 %	99,2 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	95,3 %	98,8 %	100,0 %	97,5 %	100,0 %	95,0 %	98,2 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	95,5 %				

• **Évolution de l'indicateur au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

Pour Régaz, l'objectif de base de 96 % par semaine pour le taux de disponibilité du portail fournisseurs a été réévalué à 99 % par semaine et l'objectif cible de 99 % par an a été réévalué à 99,5 % par semestre.

Le montant des incitations financières a été défini :

- pour Régaz : 1 000 € de pénalité par semaine en dessous de l'objectif de base et 5 000 € de bonus par semestre au-dessus de l'objectif cible ;
- pour GEG : 200 € de pénalité par semaine en dessous de l'objectif de base et 2 000 € de bonus par année au-dessus de l'objectif cible.

**1.2.2. « Délai de publication des relèves J/J-J/M (télérelevés journaliers) » et « Délai de publication des relèves M/M (relevés mensuels) »**

• **Description**

L'indicateur « Délai de publication des relèves J/J-J/M (télérelevés journaliers) » suit le rapport entre, d'une part, la somme entre le 8<sup>e</sup> jour ouvré du mois et le 7<sup>e</sup> jour ouvré du mois suivant du nombre de PCE <sup>(58)</sup> J/J-J/M télérelevés sur cette période et dont la valeur définitive de relève a été transmise aux fournisseurs au plus tard le 7<sup>e</sup> jour ouvré du mois suivant et, d'autre part, la somme pour chaque jour du mois du nombre de PCE J/J-J/M existants à télérelever le mois. Une seule valeur est suivie, tous fournisseurs confondus, calculée par la formule ci-après :

(58) PCE : Point de comptage ou d'estimation : point du réseau ou une quantité d'énergie est déterminée à partir de compteur ou d'une estimation.

$\sum_{\substack{7^{\text{e}} \text{ jour ouvré} \\ \text{du mois } M+1}}^{8^{\text{e}} \text{ jour ouvré} \\ \text{du mois } M}$	<p>Nombre de PCE J/J-J/M télérelevés sur la période et dont la valeur définitive de relève a été transmise aux fournisseurs au plus tard le 7<sup>e</sup> jour ouvré du mois M+1</p>
$\sum_{\substack{\text{Dernier jour} \\ \text{du mois } M}}^{1^{\text{er}} \text{ jour du mois } M}$	<p>Nombre de PCE J/J-J/M existants à télérelever le mois M</p>

L'indicateur « Délai de publication des relèves M/M (relevés mensuels) » suit le rapport entre, d'une part, la somme entre le 8<sup>e</sup> jour ouvré du mois et le 7<sup>e</sup> jour ouvré du mois suivant du nombre de PCE M/M relevés sur cette période et dont la valeur définitive de relève a été transmise aux fournisseurs au plus tard le 7<sup>e</sup> jour ouvré du mois suivant et, d'autre part, la somme pour chaque jour du mois du nombre de PCE M/M existants à relever le mois. Une seule valeur est suivie, tous fournisseurs confondus, calculée par la formule ci-après :

$\sum_{\substack{7^{\text{e}} \text{ jour ouvré} \\ \text{du mois } M+1}}^{8^{\text{e}} \text{ jour ouvré} \\ \text{du mois } M}$	<p>Nombre de PCE M/M relevés sur la période et dont la valeur définitive de relève a été transmise aux fournisseurs au plus tard le 7<sup>e</sup> jour ouvré du mois M+1</p>
$\sum_{\substack{\text{Dernier jour} \\ \text{du mois } M}}^{1^{\text{er}} \text{ jour du mois } M}$	<p>Nombre de PCE M/M existants à relever le mois M</p>

Tous les PCE J/J-J/M existants d'une part, et tous les PCE M/M existants (pas uniquement les PCE M/M télérelevés) d'autre part, sont comptabilisés par ces deux indicateurs. Sont considérés comme relevés : tous les relevés cycliques et de mise hors service (les relevés de souscription ne sont pas pris en compte).

#### • Résultats de GrDF

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque mois.

Indicateur	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de publication des relevés J/J-J/M (télérelevés journaliers)</b>	97,7 %	98,6 %	97,7 %	97,3 %	98,2 %	98,5 %	98,8 %	98,5 %	98,2 %	98,8 %	98,7 %	98,6 %
<b>Délai de publication des relevés M/M (relevés mensuels)</b>	98,0 %	98,8 %	99,0 %	98,8 %	99,0 %	99,1 %	99,5 %	99,6 %	99,7 %	99,8 %	99,7 %	99,6 %

#### • Évolution de l'indicateur au 1<sup>er</sup> juillet 2010

Ces deux indicateurs ont été supprimés car leur suivi est redondant avec celui effectué pour d'autres indicateurs existants.

suivant, de mise à disposition des valeurs définitives de relève J/J-J/M et M/M du mois aux fournisseurs et de transmission au GRT des allocations mensuelles du mois. Une seule valeur est suivie, tous fournisseurs confondus.

#### 1.2.3. « Délai de publication des relevés J/J-J/M et M/M aux fournisseurs et de transmission des allocations mensuelles au GRT »

Toutes les valeurs effectivement relevées et les valeurs de repli et de remplacement sont prises en compte (elles sont prises en compte dans le calcul des allocations mensuelles et retenues pour la facturation).

#### • Description

L'indicateur « Délai de publication des relevés J/J-J/M et M/M aux fournisseurs et de transmission des allocations mensuelles au GRT » suit le délai en jours ouvrés, à partir du 1<sup>er</sup> du mois

#### • Résultats de Régaz

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet de Régaz chaque mois.

Indicateur	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de publication des relevés J/J-J/M et M/M aux fournisseurs et de transmission des allocations mensuelles au GRT</b>	8	10	8	6	8	6	8	11	8	5	7	7

**1.2.4.** « Taux de publication par OMEGA pour les relèves J/J-J/M », « Taux de publication par OMEGA pour les relèves M/M » et « Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M/6M »

• *Description*

L'indicateur « Taux de publication par OMEGA pour les relèves J/J-J/M » suit le rapport entre, d'une part, la somme entre le 8<sup>e</sup> jour ouvré du mois et le 7<sup>e</sup> jour ouvré du mois suivant du nombre de PCE J/J-J/M télérelevés et dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période et, d'autre part, la somme du nombre de PCE J/J-J/M télérelevés et dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période. Une seule valeur est suivie, tous fournisseurs confondus, calculée par la formule ci-après :

$$\frac{\sum_{\text{7<sup>e</sup> jour ouvré du mois M+1}}^{\text{8<sup>e</sup> jour ouvré du mois M}} \text{Nombre de PCE J/J-J/M télérelevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période}}{\sum_{\text{7<sup>e</sup> jour ouvré du mois M+1}}^{\text{8<sup>e</sup> jour ouvré du mois M}} \text{Nombre de PCE J/J-J/M télérelevés dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période}}$$

$$\frac{\sum_{\text{7<sup>e</sup> jour ouvré du mois M+1}}^{\text{8<sup>e</sup> jour ouvré du mois M}} \text{Nombre de PCE J/J-J/M télérelevés dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période}}{\sum_{\text{7<sup>e</sup> jour ouvré du mois M+1}}^{\text{8<sup>e</sup> jour ouvré du mois M}} \text{Nombre de PCE J/J-J/M télérelevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période}}$$

Cet indicateur est incité financièrement. Deux objectifs lui sont assignés :

- un objectif de base de 95 % par mois : 20 000 € de pénalité sont infligés à GrDF par point en dessous de l'objectif de base ;
- un objectif cible de 97 % par mois : 20 000 € de bonus sont donnés à GrDF par point au-dessus de l'objectif cible.

L'indicateur « Taux de publication par OMEGA pour les relèves M/M » suit le rapport entre, d'une part, la somme entre le 8<sup>e</sup> jour ouvré du mois et le 7<sup>e</sup> jour ouvré du mois suivant du nombre de PCE M/M relevés et dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période et, d'autre part, la somme du nombre de PCE M/M relevés et dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période. Une seule valeur est suivie, tous fournisseurs confondus, calculée par la formule ci-après :

$$\frac{\sum_{\text{7<sup>e</sup> jour ouvré du mois M+1}}^{\text{8<sup>e</sup> jour ouvré du mois M}} \text{Nombre de PCE M/M relevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période}}{\sum_{\text{7<sup>e</sup> jour ouvré du mois M+1}}^{\text{8<sup>e</sup> jour ouvré du mois M}} \text{Nombre de PCE M/M relevés dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période}}$$

$$\frac{\sum_{\text{7<sup>e</sup> jour ouvré du mois M+1}}^{\text{8<sup>e</sup> jour ouvré du mois M}} \text{Nombre de PCE M/M relevés dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période}}{\sum_{\text{7<sup>e</sup> jour ouvré du mois M+1}}^{\text{8<sup>e</sup> jour ouvré du mois M}} \text{Nombre de PCE M/M relevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période}}$$

Cet indicateur est incité financièrement. Deux objectifs lui sont assignés :

- un objectif de base de 97,5 % par mois : 20 000 € de pénalité sont infligés à GrDF par point en dessous de l'objectif de base ;
- un objectif cible de 98,5 % par mois : 20 000 € de bonus sont donnés à GrDF par point au-dessus de l'objectif cible.

L'indicateur « Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M/6M » suit le rapport entre, d'une part, la somme sur le mois du nombre de PCE 6M/6M relevés et dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période et, d'autre part, la somme du nombre de PCE 6M/6M relevés et dont la relève a été reçue

par OMEGA. Une seule valeur est suivie, tous fournisseurs confondus, calculée par la formule ci-après :

<i>Dernier jour du mois M</i>  $\sum$ <i>1<sup>er</sup> jour du mois M</i>	<i>Nombre de PCE 6M/6M relevés dont la relève a été reçue et publiée par OMEGA sur cette période</i>
<i>Dernier jour du mois M</i>  $\sum$ <i>1<sup>er</sup> jour du mois M</i>	<i>Nombre de PCE 6M/6M relevés dont la relève a été reçue par OMEGA sur cette période</i>

Cet indicateur est incité financièrement. Deux objectifs lui sont assignés :

- un objectif de base de 98 % par mois : 20 000 € de pénalité sont infligés à GrDF par point en dessous de l'objectif de base ;
- un objectif cible de 99 % par mois : 20 000 € de bonus sont donnés à GrDF par point au-dessus de l'objectif cible.

Tous les PCE J/J-J/M existants, tous les PCE M/M existants (pas uniquement les PCE M/M télé-relevés) et tous les PCE 6M/6M existants sont comptabilisés par ces trois indicateurs. Sont considérés comme relevés : tous les relevés cycliques et de mise hors service (les relevés de souscription ne sont pas pris en compte).

#### • Résultats de GrDF

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque mois.

Indicateur	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Taux de publication par OMEGA pour les relèves J/J-J/M</b>	98,2 %	99,3 %	98,6 %	98,2 %	99,4 %	99,6 %	99,5 %	99,6 %	99,7 %	99,8 %	100,0 %	99,8 %
<b>Montant des incitations financières (€)</b>							50 200	52 400	54 000	56 600	60 000	55 600

Indicateur	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Taux de publication par OMEGA pour les relèves M/M</b>	98,1 %	98,9 %	99,0 %	99,0 %	99,1 %	99,2 %	99,6 %	99,8 %	99,8 %	99,9 %	99,8 %	99,7 %
<b>Montant des incitations financières (€)</b>							22 200	25 000	26 600	27 600	26 400	24 600

Indicateur	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M/6M</b>	99,5 %	99,5 %	99,5 %	99,6 %	99,7 %	99,7 %	99,8 %	99,8 %	99,9 %	99,9 %	99,8 %	99,9 %
<b>Montant des incitations financières (€)</b>							16 600	16 600	17 400	17 600	15 200	17 000

• **Évolution des indicateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

Les objectifs concernant les taux de publication par OMEGA des relèves ont été réévalués :

- les objectifs de base de 95 % par mois pour les relèves J/J-J/M, de 97,5 % par mois pour les relèves M/M et de 98 % par mois pour les relèves 6M ont été réévalués respectivement à 99 % par mois, 99 % par mois et 99,6 % par mois ;
- les objectifs cibles de 97 % par mois pour les relèves J/J-J/M, de 98,5 % par mois pour les relèves M/M et de 99 % par mois pour les relèves 6M ont été réévalués respectivement à 99,8 % par mois, 99,9 % par et 99,9 % par mois.

valeur est suivie, tous fournisseurs alternatifs confondus, calculée par la formule ci-après :

$\sum_{1^{\text{er}} \text{ jour du mois } M}^{\text{Dernier jour du mois } M}$	<i>Nombre de PCE en écart des fournisseurs alternatifs le dernier jour ouvré du mois</i>
$\sum_{1^{\text{er}} \text{ jour du mois } M}^{\text{Dernier jour du mois } M}$	<i>Nombre de PCE effectivement rattachés aux portefeuilles des fournisseurs alternatifs dans OMEGA le dernier jour ouvré du mois</i>

Cet indicateur est incité financièrement. Trois objectifs lui sont assignés :

**1.2.5. « Taux d'écart de périmètre contractuel »**

• **Description**

L'indicateur « Taux d'écart de périmètre contractuel » suit le rapport entre, d'une part, le nombre de PCE en écart des fournisseurs alternatifs le dernier jour ouvré du mois et, d'autre part, le nombre de PCE effectivement rattachés aux portefeuilles des fournisseurs alternatifs dans OMEGA le dernier jour ouvré du mois. Une seule

- un objectif minimum de 1,5 % par mois : 40 000 € de pénalité sont infligés à GrDF par point en dessous de l'objectif minimum ;
- un objectif de base de 1 % par mois : 20 000 € de pénalité sont infligés à GrDF par point compris entre l'objectif minimum et l'objectif de base ;
- un objectif cible de 0,5 % par mois : 100 000 € de bonus sont donnés à GrDF par mois si le taux est inférieur ou égal à l'objectif cible.

• **Résultats de GrDF**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet de Régaz chaque mois.

Indicateur	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Taux d'écart de périmètre contractuel</b>	1,00 %	0,86 %	0,70 %	0,59 %	0,51 %	0,43 %	0,32 %	0,26 %	0,25 %	0,23 %	0,20 %	0,16 %
<b>Montant des incitations financières (€)</b>	0	0	0	0	0	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000	100 000

- **Évolution des indicateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

Les objectifs minimum de 1,5 % par mois, de base de 1 % par mois et cible de 0,5 % par mois ont été réévalués respectivement à 1 % par mois, 0,5 % par mois et 0,1 % par mois.

**1.2.6. « Taux de traitement des rejets du mois le mois suivant »**

- **Description**

L'indicateur « Taux de traitement des rejets du mois le mois suivant » suit le rapport entre, d'une part, le nombre de rejets corrigés durant le mois et, d'autre part, le nombre de rejets générés le mois précédent. Une seule valeur est suivie, tous fournisseurs confondus, calculée par la formule ci-après :

---

*Dernier jour  
du mois M*

$$\sum_{1^{\text{er}} \text{ jour}}^{\text{Dernier jour du mois M}}$$

*Nombre de rejets  
corrigés durant le mois*

---

*Dernier jour  
du mois M*

$$\sum_{1^{\text{er}} \text{ jour}}^{\text{Dernier jour du mois M}}$$

*Nombre de rejets  
générés le mois  
précédent*

---

Cet indicateur prend en compte tous les PCE existants. Il a pour objectif que 100 % des rejets du mois sont traités le mois suivant. Il est incité financièrement à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2010.

- **Résultats de GrDF**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet de Régaz chaque mois.

Indicateur	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Taux de traitement des rejets du mois le mois suivant</b>	98,8 %	98,8 %	99,1 %	99,3 %	99,4 %	99,6 %	98,8 %	98,8 %	99,1 %	99,3 %	99,4 %	99,6 %

- **Évolution des indicateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

L'objectif de 100 % par mois a été remplacé par un objectif de base de 98,5 % par mois et un objectif cible de 99,5 % par mois.

Le montant des incitations financières a été défini à 20 000 € de pénalité par point en dessous de l'objectif de base et 20 000 € de bonus par point au-dessus de l'objectif cible.

**1.2.7.** « Nombre de réclamations de fournisseurs par nature », « Taux de réponse aux réclamations de fournisseurs dans les 30 jours calendaires » et « Montant des indemnités liées aux réclamations non traitées dans le délai objectif »

• *Description*

L'indicateur « Nombre de réclamations de fournisseurs par nature » suit le nombre de réclamations de consommateurs finals clôturées durant le mois (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gédia), le trimestre (GEG, Vialis et Gaz de Barr) ou le semestre (Caléo et Veolia).

Six valeurs sont suivies pour GrDF, Vialis, Caléo et Veolia :

- le nombre total de réclamations ;
- le nombre de réclamations concernant l'accueil ;
- le nombre de réclamations concernant la qualité de fourniture et le réseau (réclamations concernant les interruptions de fourniture, les informations client sur incidents, les demandes d'indemnisation, la qualité de l'accueil et de l'intervention « dépannage », les nuisances dues aux travaux, la sécurité des ouvrages) ;
- le nombre de réclamations concernant la gestion et la réalisation des prestations ;
- le nombre de réclamations concernant les données de comptage (réclamations concernant les contestations de consommation sur index réel, les contestations de consommation sur index estimé, les contestations de consommation sur index rectifié, la qualité de l'intervention, les services liés au relevé, le fonctionnement du comptage, le non-respect des délais standards) ;
- le nombre de réclamations concernant la relance (réclamations pour relances successives de GrDF lorsqu'il n'y a pas eu de réponse de sa part ou de réponse « satisfaisante »).

Huit valeurs sont suivies pour Régaz :

- le nombre total de réclamations ;
- le nombre de réclamations concernant l'accueil (suite à un contact téléphonique ou physique) ;
- le nombre de réclamations concernant la qualité de la fourniture et du réseau (problème relatif à la pression, la continuité de fourniture, ou aux chantiers de raccordement, de renouvellement ou de déplacement de réseau) ;
- le nombre de réclamations concernant la gestion et la réalisation des prestations ;
- le nombre de réclamations concernant les données de comptage (interrogations sur la valeur des index de compteur relevés ou estimés) ;
- le nombre de réclamations concernant la gestion contractuelle (toute question relative à l'application ou la facturation d'un contrat signé avec le GRD, comme le contrat d'acheminement, le contrat de raccordement...);
- le nombre de réclamations concernant la relance (pour toute nouvelle réclamation qui fait suite à une réclamation déjà enregistrée et traitée du même fournisseur sur le même sujet) ;
- le nombre de réclamations ne relevant pas du GRD.

Huit valeurs sont suivies pour Réseau GDS :

- le nombre total de réclamations ;
- le nombre de réclamations concernant la concession et le développement ;
- le nombre de réclamations concernant la construction des ouvrages ;
- le nombre de réclamations concernant la conduite et l'entretien des ouvrages ;
- le nombre de réclamations concernant l'acheminement et la livraison ;
- le nombre de réclamations concernant la logistique ;
- le nombre de réclamations concernant le pilotage des ouvrages ;
- le nombre de réclamations concernant le code de bonne conduite.

Huit valeurs sont suivies pour GEG :

- le nombre total de réclamations ;
- le nombre de réclamations concernant la qualité de fourniture ;
- le nombre de réclamations concernant la facturation ;
- le nombre de réclamations concernant les interventions ;
- le nombre de réclamations concernant les raccordements et travaux ;
- le nombre de réclamations concernant l'accueil et la mise en œuvre contractuelle ;
- le nombre de réclamations concernant la relève ;
- le nombre de réclamations pour les autres thèmes.

Une seule valeur est suivie par Gédia et Gaz de Barr.

L'indicateur « Taux de réponse aux réclamations de fournisseurs dans les 30 <sup>(59)</sup> jours calendaires » suit le nombre de réclamations de fournisseurs clôturées dans les 30 jours calendaires durant le mois (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gédia), le trimestre (GEG, Vialis et Gaz de Barr) ou le semestre (Caléo et Veolia), par rapport à l'ensemble des réclamations de fournisseurs clôturées durant le mois (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gédia), le trimestre (GEG, Vialis et Gaz de Barr) ou le semestre (Caléo et Veolia). Une seule valeur est suivie, calculée par la formule ci-après :

*Nombre de réclamations de fournisseurs  
clôturées dans les 30 jours calendaires durant  
le mois/trimestre/semestre*

*Nombre total de réclamations de fournisseurs  
finals clôturées durant le mois/trimestre/  
semestre*

Seules les réclamations clôturées, c'est-à-dire celles pour lesquelles une réponse « consis-

tante » a été transmise par le GRD au fournisseur, sont considérées. Parmi celles-ci, toutes les réclamations, y compris les réclamations pour rendez-vous non tenus, déposées via le portail fournisseurs (GrDF, Régaz et Caléo), par courrier ou mail (Réseau GDS, Vialis, Gaz de Barr et Veolia), voire fax (Réseau GDS uniquement), dont la réponse doit être faite par le GRD au fournisseur, sont comptabilisées par ces deux indicateurs.

L'indicateur « Taux de réponse aux réclamations de fournisseurs dans les 30 jours calendaires » est incité financièrement :

- 100 % des réclamations de fournisseurs déposées sur le portail fournisseurs ou écrites (courrier, mail, fax) non traitées dans les 30 jours calendaires et signalées par les fournisseurs sont indemnisées ;
- 25 € de pénalité par réclamation de fournisseurs non traitée dans les 30 jours calendaires et signalée sont infligés au GRD. Cette incitation financière est appliquée à l'opérateur via un versement à son CRCP.

L'indicateur « Montant des indemnisations liées aux réclamations non traitées dans le délai objectif » comptabilise le montant des indemnisations issues des réclamations de fournisseurs non traitées dans les 30 jours calendaires et versées au CRCP durant le mois (GrDF, Régaz, Réseau GDS et Gédia), le trimestre (GEG, Vialis et Gaz de Barr) ou le semestre (Caléo et Veolia).

(59) 21 jours calendaires pour Réseau GDS et 8 jours calendaires pour Vialis.

- *Résultats de GrDF*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque mois. Ils sont aussi publiés sur le site internet grand public de GrDF chaque trimestre.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Nombre de réclamations de fournisseurs par nature</b>	Total	4 118	3 742	3 787	4 983	4 362	4 437	3 582	4 132	4 310	3 662	3 215	3 225
	Accueil	484	361	387	485	485	523	481	503	356	325	285	247
	Qualité de fourniture et réseau	172	144	140	151	191	209	185	215	248	187	174	132
	Gestion et réalisation des prestations	1 031	996	960	1 330	1 171	1 225	995	1 274	1 432	1 351	1 103	1 136
	Données de comptage	2 345	2 199	2 257	2 955	2 461	2 423	1 871	2 089	2 214	1 754	1 628	1 674
	Relance	86	42	43	62	54	57	50	51	60	45	25	36
<b>Taux de réponse aux réclamations de fournisseurs dans les 30 jours calendaires</b>	/	96,2 %	97,4 %	98,5 %	98,5 %	98,1 %	97,2 %	97,4 %	97,9 %	98,2 %	97,8 %	97,4 %	97,6 %
<b>Montant des indemnisations liées aux réclamations non traitées dans le délai objectif (€)</b>	/	3 925	2 450	1 375	1 850	2 050	3 075	2 350	2 200	1 925	2 000	2 075	1 900

• **Résultats de Régaz**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Régaz chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Nombre de réclamations de fournisseurs par nature</b>	Total	2	2	2	4	1	0	3	7	2	1	0	1
	Accueil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Qualité de fourniture et réseau	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gestion et réalisation des prestations	0	0	0	1	0	0	1	2	0	0	0	0
	Données de comptage	1	2	2	2	1	0	2	5	2	1	0	1
	Relance	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Réclamation ne relevant pas du GRD	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Gestion contractuelle	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Taux de réponse aux réclamations de fournisseurs dans les 30 jours calendaires</b>	/	100,0 %	50,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	NA	33,0 %	86,0 %	50,0 %	100,0 %	NA	100,0 %
<b>Montant des indemnisations liées aux réclamations non traitées dans le délai objectif (€)</b>	/	0	25	0	0	0	0	50	25	25	0	0	0

• *Résultats de Réseau GDS*

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Réseau GDS chaque mois.

Indicateur	Segmentation	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Nombre de réclamations de fournisseurs par nature</b>	Total	2	5	5	4	4	7	3	2	1	2	1	1
	Concession/développement	0	0	0	2	2	2	1	1	0	0	0	0
	Construction des ouvrages	1	5	1	1	2	1	0	1	0	0	0	1
	Conduite et entretien des ouvrages	1	0	2	1	0	1	0	0	0	2	0	0
	Acheminement/livraison	0	0	2	0	0	2	2	0	1	0	1	0
	Logistique	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Pilotage des ouvrages	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	Code de bonne conduite	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Taux de réponse aux réclamations de fournisseurs dans les 21 jours calendaires</b>	/	100,0 %	20,0 %	100,0 %	75,0 %	75,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
<b>Montant des indemnisations liées aux réclamations non traitées dans le délai objectif (€)</b>	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

- **Résultats de GEG**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de GEG chaque trimestre.

Indicateur	Segmentation	T3 2009	T4 2009	T1 2010	T2 2010
<b>Nombre de réclamations de fournisseurs par nature</b>	Total	0	1	4	0
	Qualité de fourniture	0	0	0	0
	Facturation	0	0	1	0
	Interventions	0	0	0	0
	Raccordement et travaux	0	0	0	0
	Accueil et mise en œuvre du contrat	0	0	0	0
	Relève	0	0	3	0
	Autres	0	1	0	0
<b>Taux de réponse aux réclamations de fournisseurs dans les 30 jours calendaires</b>	/	NA	100 %	100 %	NA
<b>Montant des indemnisations liées aux réclamations non traitées dans le délai objectif (€)</b>	/	0	0	0	0

- **Résultats des autres ELD**

Vialis, Gédia, Caléo, Gaz de Barr et Veolia n'ont comptabilisé aucune réclamation de fournisseurs sur la période de suivi.

Les résultats de ces indicateurs sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public chaque mois pour Gédia et chaque trimestre pour Vialis et Gaz de Barr.

- **Évolution des indicateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

L'indicateur mesurant le taux de réponse aux réclamations de fournisseurs dans les 30 <sup>(60)</sup>

jours calendaires est remplacé par le taux de réponse aux réclamations de fournisseurs dans les 15 <sup>(61)</sup> jours calendaires.

Le suivi des réclamations des fournisseurs traitées dans un délai supérieur à 3 mois est introduit pour GRDF et pour les ELD, le suivi du délai moyen de traitement des réclamations fournisseurs non traitées dans les 15 jours calendaires (ou 8 jours calendaires pour Vialis) est introduit.

(60) 21 jours calendaires pour Réseau GDS et 8 jours calendaires pour Vialis.

(61) 8 jours calendaires pour Vialis.

### 1.2.8. « Taux de relèves 6M/6M (4M/4M) sur index réel »

#### • Description

L'indicateur « Taux de relèves 6M/6M (4M/4M) sur index réel » suit le nombre d'index<sup>(62)</sup> de PCE 6M/6M (GrDF) ou 4M/4M (Régaz) réels (relevés par les agents releveurs du GRD ou auto-relevés par les consommateurs finals eux-mêmes et transmis au GRD) sur le trimestre (GrDF au 3<sup>e</sup> trimestre 2009 et 4<sup>e</sup> trimestre 2009) ou sur le mois (GrDF à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2010, et Régaz) par rapport au nombre d'index (mixte gaz et électricité pour GrDF jusqu'au 4<sup>e</sup> trimestre 2009) de PCE 6M/6M (GrDF) ou 4M/4M (Régaz) transmis

aux fournisseurs par le GRD sur le trimestre. Une seule valeur est suivie, calculée par la formule ci-après :

*Nombre d'index de PCE 6M/6M ou 4M/4M réels relevés par les agents releveurs du GRD ou auto-relevés par les consommateurs finals eux-mêmes et transmis au GRD sur le trimestre/mois*

*Nombre d'index de PCE 6M/6M ou 4M/4M transmis aux fournisseurs par le GRD sur le trimestre/mois*

(62) Index gaz pour Régaz, mixte gaz et électricité pour GrDF jusqu'au 4<sup>e</sup> trimestre 2009 puis gaz uniquement à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2010.

#### • Résultats de GrDF

Les résultats de cet indicateur sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque trimestre. Ils sont aussi publiés sur le site internet grand public de GrDF chaque trimestre.

Indicateur	T3 2009	T4 2009	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Taux de relevé 6M/6M (relevé semestriel) sur index réel (relevé ou auto-relevé)</b>	96,4 %	96,4 %	96,2 %	96,4 %	96,7 %	96,6 %	96,6 %	96,6 %

#### • Résultats de Régaz

Les résultats de cet indicateur sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Régaz chaque mois.

Indicateur	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Taux de relevé 6M/6M (relevé semestriel) sur index réel (relevé ou auto-relevé)</b>	92,7 %	89,4 %	95,3 %	94,9 %	94,0 %	93,3 %	94,3 %	95,1 %	94,2 %	93,6 %	93,7 %	94,6 %

### 1.3. Relation entre les GRT et les expéditeurs

#### 1.3.1. « Taux de disponibilité du portail des GRT »

##### • Description

L'indicateur « Taux de disponibilité du portail des GRT » est suivi dans le cadre des règles tarifaires du tarif ATRT4 depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, mais il avait déjà été mis en œuvre auparavant par GRTgaz et TIGF pour leur portail respectif : ECT et Tétra.

Cet indicateur suit, pour chaque GRT, le nombre d'heures de disponibilité du portail du GRT sur le mois par rapport au nombre total d'heures d'ouverture prévues sur le mois (soit 7 h 00-23 h 00, 7 J/7). Une seule valeur est suivie pour chaque GRT, calculée chaque mois par la formule ci-après :

$$\frac{\text{Nombre d'heures de disponibilité du portail du GRT durant le mois}}{\text{Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail du GRT durant le mois}}$$

Cet indicateur est incité financièrement. Deux objectifs lui sont assignés :

##### • Résultats

Les résultats de cet indicateur sont calculés et publiés par les GRT sur leur site internet grand public chaque mois.

Opérateur	Indicateur	janv-09	févr-09	mars-09	avr-09	mai-09	juin-09	juil-09	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
GRTgaz	Taux de disponibilité du portail ECT	99,6 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	99,9 %	99,8 %	100,0 %	99,9 %	99,7 %	100,0 %	99,9 %
TIGF	Taux de disponibilité du portail Tétra	100,0 %	100,0 %	99,8 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	99,9 %	99,9 %	100,0 %	100,0 %

- pour GRTgaz :
  - un objectif de base de 98 % de disponibilité par mois du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 mars 2010. Cet objectif de base est passé à 99 % au 1<sup>er</sup> avril 2010. 100 000 € de pénalité sont infligés à GRTgaz par point de pourcentage en dessous de l'objectif de base,
  - un objectif cible de 100 % de disponibilité par mois : 100 000 € de bonus sont versés à GRTgaz si l'objectif cible est atteint ;
- pour TIGF :
  - un objectif de base de 98 % de disponibilité par mois du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 mars 2010. Cet objectif de base est passé à 99 % au 1<sup>er</sup> avril 2010. 25 000 € de pénalité sont infligés à TIGF par point de pourcentage en dessous de l'objectif de base,
  - un objectif cible de 99 % de disponibilité par mois du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 mars 2010. Cet objectif cible est passé à 100 % au 1<sup>er</sup> avril 2010. 25 000 € de bonus sont versés à TIGF si l'objectif cible est atteint.

Le portail Tétra de TIGF n'ayant été lancé que fin 2008, l'indicateur suivant sa disponibilité n'a pas été incité financièrement en 2009.

Ces incitations financières sont appliquées aux GRT via un versement à leur CRCP respectif.

GRTgaz a perçu 600 000 € au titre du fonctionnement de son portail en 2009. TIGF n'était pas incité.

Opérateur	Indicateur	janv-10	févr-10	mars-10	avr-10	mai-10	juin-10
<b>GRTgaz</b>	Taux de disponibilité du portail ECT	99,7 %	99,9 %	99,7 %	99,9 %	99,9 %	99,8 %
<b>TIGF</b>	Taux de disponibilité du portail Tétra	100,0 %	100,0 %	97,6 %	99,8 %	100,0 %	100,0 %

Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, GRTgaz ne perçoit ni bonus ni pénalités pour le fonctionnement de son portail. TIGF perçoit quant à lui 88 000 € de bonus.

### 1.3.2. « Conformité des quantités de gaz télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport »

#### • Description

L'indicateur « Conformité des quantités de gaz télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport » suit chaque mois le rapport entre le nombre de comptages conformes de points de livraison industriels télérelevés sur le mois et le nombre total de comptages de points de livraison industriels télérelevés sur le mois. Une seule valeur est suivie pour chaque GRT, tous expéditeurs, toutes zones d'équilibrage (ZET) et tous points de livraison industriels télérelevés confondus, calculée par la formule ci-après :

*Nombre de comptages conformes de points de livraison industriels télérelevés sur le mois*

*Nombre total de comptages de points de livraison industriels télérelevés sur le mois*

Un comptage est considéré comme conforme sur un mois donné s'il n'y a pas plus de 5 jours du mois pour lesquels l'écart, en valeur absolue, entre la

mesure provisoire de l'énergie du jour J (transmise en J+1) et la mesure définitive (transmise le 20 du mois suivant) est strictement supérieur à 1 %.

Cet indicateur est incité financièrement. Deux objectifs lui sont assignés :

- un objectif de base de 93 % de comptages conformes par mois :
  - pour GRTgaz : 50 000 € de pénalité sont infligés à GRTgaz par point de pourcentage en dessous de l'objectif de base,
  - pour TIGF : 12 500 € de pénalité sont infligés à TIGF par point de pourcentage en dessous de l'objectif de base ;
- un objectif cible de 97 % de comptages conformes par mois :
  - pour GRTgaz : 100 000 € de bonus sont versés à GRTgaz par point de pourcentage au-dessus de l'objectif cible,
  - pour TIGF : 25 000 € de bonus sont versés à TIGF par point de pourcentage au-dessus de l'objectif cible.

Ces incitations financières sont plafonnées à 2 M€ pour GRTgaz et à 500 k€ pour TIGF par an. Elles sont appliquées aux GRT via un versement à leur CRCP respectif.

- **Résultats**

Les résultats de cet indicateur sont calculés et publiés par les GRT sur leur site internet grand public chaque mois.

Opérateur	Indicateur	janv-09	févr-09	mars-09	avr-09	mai-09	juin-09	juil-09	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
<b>GRTgaz</b>	Taux de conformité	94,1 %	96,5 %	94,3 %	95,8 %	97,3 %	97,0 %	95,2 %	96,7 %	97,1 %	96,6 %	96,1 %	96,6 %
<b>TIGF</b>		/	/	92,4 %	82,0 %	94,7 %	96,2 %	93,5 %	93,5 %	90,2 %	92,6 %	92,6 %	91,7 %

GRTgaz a perçu 40 000 € de bonus au titre du fonctionnement de son portail en 2009 au titre de cet indicateur. TIGF a été pénalisé de 206 125 € sur cette même période.

Opérateur	Indicateur	janv-10	févr-10	mars-10	avr-10	mai-10	juin-10
<b>GRTgaz</b>	Taux de conformité	97,8 %	98,3 %	97,7 %	98,0 %	97,5 %	98,9 %
<b>TIGF</b>		94,2 %	99,2 %	94,2 %	97,5 %	95,9 %	95,9 %

Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, GRTgaz et TIGF percevront respectivement 620 000 € et 66 250 € de bonus au titre de cet indicateur.

### 1.3.3. « Délai de traitement par les GRT des demandes des expéditeurs de réservation de capacités sur le réseau principal »

mois le nombre moyen de jours nécessaires au traitement par les GRT des demandes des expéditeurs de réservations de capacités sur le réseau principal.

- **Description**

L'indicateur « Délai de traitement par les GRT des demandes des expéditeurs de réservation de capacités sur le réseau principal » suit chaque

Cet indicateur n'est pas incité financièrement, mais un objectif de 5 jours par mois lui était assigné du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 mars 2010. Cet objectif est passé à 2 jours au 1<sup>er</sup> avril 2010.

- **Résultats**

Les résultats de cet indicateur sont calculés et publiés par les GRT sur leur site internet grand public chaque mois.

Opérateur	Indicateur	janv-09	févr-09	mars-09	avr-09	mai-09	juin-09	juil-09	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
<b>GRTgaz</b>	Délai moyen de traitement des demandes de réservation de capacité (jour)	0,9	0,8	1,7	1,2	0,9	1,3	1,3	1,1	1,4	2,2	2,2	0,5
<b>TIGF</b>		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Opérateur	Indicateur	janv-10	févr-10	mars-10	avr-10	mai-10	juin-10
GRTgaz	Délai moyen de traitement des demandes de réservation de capacité (jour)	2,1	2,5	0,7	1,6	0,7	0,8
TIGF		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

#### 1.4. Respect par les GRT de leur programme de maintenance : « Réduction des capacités disponibles », « Respect du programme de maintenance annuel publié au début de l'année par le GRT », « Respect du programme de maintenance publié en M-2 par le GRT »

##### • Description

Les indicateurs concernant les programmes de maintenance des GRT sont calculés sur différents points des réseaux :

- les points d'interface avec les réseaux adjacents (PIR) dans leur sens dominant ;
- l'interface entre GRTgaz Sud et TIGF dans les deux sens ;
- la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz dans les deux sens ;
- l'entrée aux points d'interface avec les terminaux méthaniers (PITTM) ;
- l'entrée et la sortie aux points d'interface avec les stockages (PITS).

L'indicateur « Réduction des capacités disponibles » suit le taux de disponibilité des capacités, c'est-à-dire pour chaque point concerné la valeur de la capacité ferme réellement mise à disposition des expéditeurs, par rapport à la capacité ferme technique. Huit valeurs sont suivies pour GRTgaz et six valeurs sont suivies pour TIGF, calculées par la formule ci-après :

$$\frac{\text{Valeur de la capacité ferme réellement mise à disposition des expéditeurs sur le mois}}{\text{Valeur de la capacité ferme technique sur le mois}}$$

L'indicateur « Respect du programme de maintenance annuel publié au début de l'année par le GRT » compare la capacité ferme réellement mise à disposition des expéditeurs à la capacité ferme annoncée par les programmes de maintenance annuels des GRT publiés au début de l'année. GRTgaz suit de façon détaillée cet indicateur en calculant un taux à la hausse et un taux à la baisse <sup>(63)</sup>. Seize valeurs sont suivies pour GRTgaz et six valeurs sont suivies pour TIGF, calculées par la formule ci-après :

*Valeur de la capacité ferme réellement mise à disposition des expéditeurs sur le mois*

*Valeur de la capacité ferme annoncée par le programme de maintenance annuel du GRT sur le mois*

L'indicateur « Respect du programme de maintenance publié en M-2 par le GRT » compare la capacité ferme réellement mise à disposition des expéditeurs à la capacité ferme annoncée par les programmes de maintenance actualisés des GRT publiés deux mois avant la date de début des opérations de maintenance. Huit valeurs sont suivies pour GRTgaz et six valeurs sont suivies pour TIGF, calculées par la formule ci-après :

*Valeur de la capacité ferme réellement mise à disposition des expéditeurs sur le mois*

*Valeur de la capacité ferme annoncée par le programme de maintenance actualisé en M-2 du GRT sur le mois*

Seul TIGF a mis en place l'indicateur « Respect du programme de maintenance publié en M-2 par le GRT » au 1<sup>er</sup> semestre 2009.

(63) GRTgaz publie un taux de respect de programme annuel dit « à la baisse » pour les cas où la capacité effectivement disponible est finalement inférieure à la prévision du programme, et un taux dit « à la hausse » pour les cas où la capacité disponible est finalement supérieure à la prévision du programme.

• **Résultats de GRTgaz**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés et publiés par GRTgaz sur son site internet grand public chaque mois.

Point du réseau	Indicateur	avril-09	mai-09	juin-09	juil.-09	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
<b>PIR hors interface avec TIGF</b>	Taux de disponibilité des capacités - sens principal	95,1 %	93,9 %	90,9 %	88,5 %	74,8 %	91,2 %	92 %	100,0 %	99,6 %
	Respect du programme annuel à la baisse - sens principal	98,0 %	100,0 %	100,0 %	99,3 %	99,5 %	99,7 %	100 %	100,0 %	99,6 %
	Respect du programme annuel à la hausse - sens principal	99,6 %	97,4 %	98,0 %	97,2 %	91,4 %	99,0 %	95,0 %	99,9 %	99,8 %
<b>Interface GRTgaz-TIGF</b>	Taux de disponibilité des capacités - de GRTgaz vers TIGF	94,4 %	90,5 %	84,9 %	100,0 %	86,1 %	93,4 %	99,4 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la baisse - de GRTgaz vers TIGF	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	98,4 %	92,2 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la hausse - de GRTgaz vers TIGF	100,0 %	100,0 %	99,6 %	100,0 %	79,9 %	98,2 %	97,4 %	100,0 %	100,0 %
	Taux de disponibilité des capacités - de TIGF vers GRTgaz	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	58,1 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la baisse - de TIGF vers GRTgaz	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la hausse - de TIGF vers GRTgaz	100,0 %	70,8 %	33,3 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	99,8 %	100,0 %	100,0 %
<b>Liaison Nord-Sud</b>	Taux de disponibilité des capacités - de la zone Nord vers la zone Sud	100,0 %	100,0 %	94,4 %	99,5 %	91,7 %	94,6 %	98,8 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la baisse - de la zone Nord vers la zone Sud	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la hausse - de la zone Nord vers la zone Sud	88,7 %	97,7 %	54,2 %	69,8 %	61,9 %	73,3 %	69,7 %	99,6 %	97,9 %
	Taux de disponibilité des capacités - de la zone Sud vers la zone Nord	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	99,7 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la baisse - de la zone Sud vers la zone Nord	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la hausse - de la zone Sud vers la zone Nord	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %

Point du réseau	Indicateur	avril-09	mai-09	juin-09	juil-09	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
<b>PITTM</b>	Taux de disponibilité des capacités - en entrée sur le réseau	95,0 %	96,2 %	66,9 %	83,5 %	79,2 %	78,5 %	90,5 %	100,0 %	99,8 %
	Respect du programme annuel à la baisse - en entrée sur le réseau	100,0 %	99,7 %	100,0 %	99,0 %	100,0 %	100,0 %	94,3 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la hausse - en entrée sur le réseau	97,9 %	97,3 %	97,2 %	98,2 %	98,8 %	93,7 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
<b>PITS</b>	Taux de disponibilité des capacités - soutirage	93,6 %	80,4 %	97,6 %	100,0 %	99,4 %	100,0 %	100,0 %	95,8 %	93,3 %
	Respect du programme annuel à la baisse - soutirage	96,6 %	98,4 %	97,6 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	87,9 %	95,8 %	93,3 %
	Respect du programme annuel à la hausse - soutirage	99,3 %	84,5 %	100,0 %	100,0 %	98,3 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Taux de disponibilité des capacités - injection	93,7 %	88,0 %	93,9 %	98,7 %	87,4 %	86,2 %	97,7 %	92,4 %	97,9 %
	Respect du programme annuel à la baisse - injection	100,0 %	99,0 %	99,0 %	100,0 %	97,3 %	99,4 %	77,6 %	92,9 %	98,4 %
	Respect du programme annuel à la hausse - injection	97,0 %	98,6 %	92,2 %	98,4 %	86,3 %	92,4 %	95,6 %	99,9 %	99,0 %

Point du réseau	Indicateur	avril-09	mai-09	juin-09
<b>PIR hors interface avec TIGF</b>	Taux de disponibilité des capacités - sens principal	100,0 %	83,2 %	89,9 %
	Respect du programme annuel à la baisse - sens principal	97,8 %	97,9 %	97,8 %
	Respect du programme annuel à la hausse - sens principal	100,0 %	97,6 %	100,0 %
	Respect du programme J-60 à la baisse - sens principal	97,8 %	98,0 %	97,8 %
	Respect du programme J-60 à la hausse - sens principal	100,0 %	97,7 %	100,0 %
<b>Interface GRTgaz-TIGF</b>	Taux de disponibilité des capacités - de GRTgaz vers TIGF	100,0 %	94,4 %	88,7 %
	Respect du programme annuel à la baisse - de GRTgaz vers TIGF	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la hausse - de GRTgaz vers TIGF	100,0 %	99,2 %	91,5 %
	Respect du programme J-60 à la baisse - de GRTgaz vers TIGF	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme J-60 à la hausse - de GRTgaz vers TIGF	100,0 %	99,2 %	80,2 %
	Taux de disponibilité des capacités - de TIGF vers GRTgaz	100,0 %	90,3 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la baisse - de TIGF vers GRTgaz	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la hausse - de TIGF vers GRTgaz	100,0 %	92,3 %	100,0 %
	Respect du programme J-60 à la baisse - de TIGF vers GRTgaz	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme J-60 à la hausse - de TIGF vers GRTgaz	100,0 %	97,5 %	100,0 %
<b>Liaison Nord-Sud</b>	Taux de disponibilité des capacités - de la zone Nord vers la zone Sud	97,9 %	99,3 %	99,4 %
	Respect du programme annuel à la baisse - de la zone Nord vers la zone Sud	100,0 %	100,0 %	99,8 %
	Respect du programme annuel à la hausse - de la zone Nord vers la zone Sud	84,3 %	71,4 %	91,8 %
	Respect du programme J-60 à la baisse - de la zone Nord vers la zone Sud	100,0 %	86,2 %	96,4 %
	Respect du programme J-60 à la hausse - de la zone Nord vers la zone Sud	84,3 %	78,8 %	93,0 %

Point du réseau	Indicateur	avril-09	mai-09	juin-09
<b>Liaison Nord-Sud</b>	Taux de disponibilité des capacités - de la zone Sud vers la zone Nord	100,0 %	98,7 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la baisse - de la zone Sud vers la zone Nord	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la hausse - de la zone Sud vers la zone Nord	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme J-60 à la baisse - de la zone Sud vers la zone Nord	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme J-60 à la hausse - de la zone Sud vers la zone Nord	100,0 %	100,0 %	100,0 %
<b>PITTM</b>	Taux de disponibilité des capacités - en entrée sur le réseau	98,7 %	98,7 %	98,7 %
	Respect du programme annuel à la baisse - en entrée sur le réseau	98,9 %	99,1 %	99,5 %
	Respect du programme annuel à la hausse - en entrée sur le réseau	97,9 %	96,3 %	76,0 %
	Respect du programme J-60 à la baisse - en entrée sur le réseau	98,7 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme J-60 à la hausse - en entrée sur le réseau	97,9 %	96,1 %	75,9 %
<b>PITS</b>	Taux de disponibilité des capacités - soutirage	100,0 %	82,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la baisse - soutirage	70,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel à la hausse - soutirage	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme J-60 à la baisse - soutirage	70,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme J-60 à la hausse - soutirage	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Taux de disponibilité des capacités - injection	91,9 %	94,2 %	88,4 %
	Respect du programme annuel à la baisse - injection	88,5 %	98,6 %	97,3 %
	Respect du programme annuel à la hausse - injection	93,8 %	96,4 %	98,3 %
	Respect du programme J-60 à la baisse - injection	88,5 %	98,6 %	97,3 %
	Respect du programme J-60 à la hausse - injection	93,8 %	100,0 %	98,3 %

• **Résultats de TIGF**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés et publiés par TIGF sur son site internet grand public chaque mois.

Point du réseau	Indicateur	avril-09	mai-09	juin-09	juil.-09	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
<b>PIR Biriadou</b>	Taux de disponibilité des capacités - Espagne vers France	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel - Espagne vers France	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Respect du programme M-2 - Espagne vers France	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
<b>PIR Larrau</b>	Taux de disponibilité des capacités - France vers Espagne	100,0 %	100,0 %	83,3 %	100,0 %	100,0 %	52,5 %	76,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel - France vers Espagne	0,0 %	0,0 %	38,3 %	8,8 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Respect du programme M-2 - France vers Espagne	0,0 %	0,0 %	38,3 %	8,8 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
<b>Interface GRTgaz-TIGF</b>	Taux de disponibilité des capacités - GRTgaz Sud vers TIGF	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel - GRTgaz Sud vers TIGF	0,0 %	0,0 %	1,5 %	0,8 %	0,2 %	5,0 %	0,7 %	0,0 %	0,0 %
	Respect du programme M-2 - GRTgaz Sud vers TIGF	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Taux de disponibilité des capacités - TIGF vers GRTgaz Sud	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel - TIGF vers GRTgaz Sud	0,0 %	29,2 %	1,5 %	0,8 %	0,2 %	5,0 %	0,7 %	0,0 %	0,0 %
	Respect du programme M-2 - TIGF vers GRTgaz Sud	0,0 %	29,2 %	1,5 %	0,8 %	0,2 %	5,0 %	5,0 %	0,0 %	0,0 %
<b>PITS</b>	Taux de disponibilité des capacités - soutirage	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel - soutirage	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Respect du programme M-2 - soutirage	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Taux de disponibilité des capacités - injection	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel - injection	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Respect du programme M-2 - injection	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Point du réseau	Indicateur	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>PIR Biriadou</b>	Taux de disponibilité des capacités - Espagne vers France	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	96,8 %	86,7 %
	Respect du programme annuel - Espagne vers France	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Respect du programme M-2 - Espagne vers France	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
<b>PIR Larrau</b>	Taux de disponibilité des capacités - France vers Espagne	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel - France vers Espagne	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Respect du programme M-2 - France vers Espagne	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
<b>Interface GRTgaz-TIGF</b>	Taux de disponibilité des capacités - GRTgaz Sud vers TIGF	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	98,5 %
	Respect du programme annuel - GRTgaz Sud vers TIGF	0,0 %	0,0 %	2,3 %	11,0 %	17,0 %	0,0 %
	Respect du programme M-2 - GRTgaz Sud vers TIGF	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	17,0 %	6,3 %
	Taux de disponibilité des capacités - TIGF vers GRTgaz Sud	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel - TIGF vers GRTgaz Sud	0,0 %	0,0 %	10,2 %	13,3 %	20,7 %	0,0 %
	Respect du programme M-2 - TIGF vers GRTgaz Sud	0,0 %	0,0 %	10,2 %	13,3 %	20,7 %	17,2 %
<b>PITS</b>	Taux de disponibilité des capacités - soutirage	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel - soutirage	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Respect du programme M-2 - soutirage	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Taux de disponibilité des capacités - injection	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %
	Respect du programme annuel - injection	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
	Respect du programme M-2 - injection	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

## 1.5. Qualité des échanges entre les opérateurs dans le cadre du calcul des allocations des quantités de gaz à l'interface transport/distribution

### 1.5.1. Données transmises par GrDF aux GRT pour le calcul des allocations

#### 1.5.1.1. « Qualité des données de relèves J/J transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD »

- *Description*

L'indicateur « Qualité des données de relèves J/J transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD » suit le taux de prise en compte des relèves J/J transmises aux GRT : le rapport entre, d'une part, la somme pour chaque jour du mois du nombre de valeurs de consommations de consommateurs télérelevés J/J intégrées dans les calculs d'allocations le jour suivant et, d'autre part, la somme pour chaque jour du mois du nombre de consommateurs télérelevés J/J enregistrés dans le SI du GRD pour ce jour. Une seule valeur est suivie, tous fournisseurs, toutes zones d'équilibrage transport (ZET) (GrDF) ou tous PITD (Régaz et Réseau GDS), et tous GRT confondus, calculée par la formule ci-après :

<i>Dernier jour du mois M</i> $\sum$ <i>1<sup>er</sup> jour du mois M</i>	<i>Nombre de valeurs de consommations de consommateurs télérelevés J/J intégrées dans les calculs d'allocations le jour suivant</i>
<i>Dernier jour du mois M</i> $\sum$ <i>1<sup>er</sup> jour du mois M</i>	<i>Nombre de consommateurs télérelevés J/J enregistrés dans le SI du GRD pour ce jour</i>

Seules les valeurs de consommation effectivement relevées sont comptabilisées : aucune valeur de repli ou de remplacement, utilisé par le GRD en cas de dysfonctionnement du comptage chez un consommateur, n'est prise en compte.

Cet indicateur est incité financièrement. Deux objectifs lui sont assignés :

- un objectif de base de 90 % de prise en compte des relèves J/J par mois : 10 000 € de pénalité sont infligés à GrDF par point de pourcentage en dessous de l'objectif de base. Pour Régaz et Réseau GDS, les incitations financières entreront en vigueur respectivement au 1<sup>er</sup> juillet 2010 et 1<sup>er</sup> janvier 2011 ;
- un objectif cible de 95 % de prise en compte des relèves J/J par mois : 10 000 € de bonus sont versés à GrDF par point de pourcentage au-dessus de l'objectif cible. Pour Régaz et Réseau GDS, les incitations financières entreront en vigueur respectivement au 1<sup>er</sup> juillet 2010 et 1<sup>er</sup> janvier 2011.

Ces incitations financières sont appliquées au GRD via un versement à son CRCP.

- **Résultats de GrDF**

Les résultats de cet indicateur sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque mois.

Indicateur	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Qualité des relevés J/J transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD*</b>	91,5 %	91,0 %	94,6 %	84,0 %	95,1 %	92,5 %	89,7 %	94,9 %	93,9 %	94,7 %	91,6 %	92,5 %
<b>Montant des incitations financières (€)</b>	0	0	0	-60000	+1000	0	-3000	0	0	0	0	0

\* Taux de prise en compte des relèves J/J transmises aux GRT.

- **Résultats de Régaz**

Les résultats de cet indicateur sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Régaz chaque mois.

Indicateur	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Qualité des relevés J/J transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD*</b>	98,8 %	93,7 %	94,5 %	98,1 %	91,3 %	92,0 %	98,2 %	96,0 %	99,1 %	99,4 %	94,3 %	99,3 %

\* Taux de prise en compte des relèves J/J transmises aux GRT.

- **Résultats de Réseau GDS**

Les résultats de cet indicateur sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Réseau GDS chaque mois.

Indicateur	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Qualité des relevés J/J transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD*</b>	99,0 %	99,7 %	98,9 %	95,6 %	99,5 %	99,4 %

\* Taux de prise en compte des relèves J/J transmises aux GRT.

- **Évolution des indicateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

Le niveau des objectifs a été réévalué :

- l'objectif de base de 90 % par mois pour la qualité des relevés J/J transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD a été réévalué à 92 % par mois pour GrDF et Régaz ;
- l'objectif cible de 95 % par mois pour la qualité des relevés J/J transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD a été réévalué à 98,5 % par mois pour Régaz.

Le montant des incitations financières a été défini ou réévalué :

- le montant des pénalités et des bonus de 10 000 € par point respectivement en dessous de l'objectif de base et au-dessus de l'objectif cible a été réévalué à 20 000 € par point respectivement en dessous de l'objectif de base et au-dessus de l'objectif cible pour GrDF ;
- 1 000 € de pénalité par point en dessous de l'objectif de base et 2 000 € de bonus par point au-dessus de l'objectif cible pour Régaz ;
- 500 € de pénalité par point en dessous de l'objectif de base et 1 000 € de bonus par point au-dessus de l'objectif cible pour Réseau GDS.

#### 1.5.1.2. « Délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD »

- **Description**

L'indicateur « Délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD » suit le nombre de jours par mois pour lesquels le GRD a trans-

mis des allocations provisoires calculées à J+1 dans le délai convenu entre le(s) GRT et le GRD. Une seule valeur est suivie, tous GRT confondus (GrDF) ou tous PITD d'un même GRT confondus (Régaz et Réseau GDS).

Seuls les jours pour lesquels le délai convenu est respecté pour le GRT (Régaz et Réseau GDS) ou les deux GRT (GrDF) <sup>(64)</sup> sont comptabilisés. Les jours pour lesquels le délai convenu n'est pas respecté par le GRD à la demande d'un ou des deux GRT sont considérés comme des jours pour lesquels le délai convenu est respecté : ils sont donc comptabilisés par cet indicateur.

Cet indicateur est incité financièrement. Deux objectifs lui sont assignés :

- un objectif de base de 330 jours par an pour lesquels le délai de transmission est respecté : 20 000 € de pénalité sont infligés à GrDF par jour en dessous de l'objectif de base. Pour Régaz et Réseau GDS, les incitations financières entreront en vigueur respectivement au 1<sup>er</sup> juillet 2010 et 1<sup>er</sup> janvier 2011 ;
- un objectif cible de 350 jours par an pour lesquels le délai de transmission est respecté : 20 000 € de bonus sont versés à GrDF par jour au-dessus de l'objectif cible. Pour Régaz et Réseau GDS, les incitations financières entreront en vigueur respectivement au 1<sup>er</sup> juillet 2010 et 1<sup>er</sup> janvier 2011.

Ces incitations financières sont appliquées au GRD via un versement au CRCP.

---

(64) Une pénalité est due si au moins un des GRT est affecté par un retard.

- *Résultats de GrDF*

Les résultats de cet indicateur sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le portail fournisseurs OMEGA de GrDF chaque mois.

Indicateur	jan.-09	fév.-09	mar.-09	avr.-09	mai.-09	juin.-09	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09
<b>Délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD*</b>	31	28	28	30	30	30	29	26	27	28	29	30
<b>Montant des incitations financières (€)</b>	0											

\* Nombre de jours pour lesquels le délai de transmission est respecté.

Indicateur	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD*</b>	31	28	28	30	30	30
<b>Montant des incitations financières (€)</b>	Non calculable à mi-année (l'objectif est fixé pour l'année 2010 complète)					

\* Nombre de jours pour lesquels le délai de transmission est respecté.

- *Résultats de Régaz*

Les résultats de cet indicateur sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Régaz chaque mois.

Indicateur	juil.-09	août-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de transmission au GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD*</b>	31	31	29	29	30	30	30	28	31	30	31	30

\* Nombre de jours pour lesquels le délai de transmission est respecté.

- **Résultats de Réseau GDS**

Les résultats de cet indicateur sont calculés, transmis à la CRE et publiés sur le site internet grand public de Réseau GDS chaque mois.

Indicateur	janv.-10	févr.-10	mars-10	avr.-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de transmission au GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD*</b>	31	28	31	29	31	30

\* Nombre de jours pour lesquels le délai de transmission est respecté.

- **Évolution des indicateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

Le niveau des objectifs a été réévalué :

- l'objectif de base de 330 jours par an pour le délai de transmission des données nécessaires au calcul des allocations provisoires a été réévalué à 340 jours par an pour GrDF et Régaz ;
- l'objectif cible de 350 jours par an pour le délai de transmission des données nécessaires au calcul des allocations provisoires a été réévalué à 355 jours par an pour Régaz.

Le montant des incitations financières a été défini ou réévalué :

- 2 000 € de pénalité par jour en dessous de l'objectif de base et 2 000 € de bonus par jour au-dessus de l'objectif cible pour Régaz ;
- 1 000 € de pénalité par jour en dessous de l'objectif de base et 1 000 € de bonus par jour au-dessus de l'objectif cible pour Réseau GDS.

### 1.5.2. Données transmises par les GRT aux GRD pour le calcul des allocations

#### 1.5.2.1. « Qualité des mesures provisoires de quantité de gaz livrée aux PITD transmises aux GRD pour le calcul des allocations provisoires »

- **Description**

L'indicateur « Qualité des mesures provisoires de quantité de gaz livrée aux PITD transmises aux GRD pour le calcul des allocations provisoires » suit chaque mois le nombre de jours non conformes par zone d'équilibrage.

Un jour J du mois M est considéré non conforme si l'écart, en valeur absolue, entre la mesure provisoire (transmise au GRD le jour J+1 du mois M) et la mesure définitive (transmise au GRD le 20 du mois M+1) de la quantité de gaz livrée ce jour J à l'ensemble des PITD de la zone d'équilibrage est strictement supérieur à 3 %.

Cet indicateur est incité financièrement. Deux objectifs lui sont assignés :

- pour GRTgaz :
  - l'objectif de base est de 4 jours non conformes par mois et par zone d'équilibrage : 100 000 € de pénalité sont infligés à GRTgaz par jour non conforme à partir de l'objectif de base, puis 50 000 € de pénalité sont infligés à GRTgaz par jour non conforme à partir du 6<sup>e</sup> jour non conforme,
  - l'objectif cible est de un jour non conforme par mois et par zone d'équilibrage : 100 000 € de bonus sont versés à GRTgaz s'il n'y a qu'un jour non conforme, 200 000 € de bonus sont versés à GRTgaz s'il n'y a aucun jour non conforme ;
- pour TIGF :
  - du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 31 mars 2010, l'objectif de base est de 3 jours non conformes par

mois : 25 000 € de pénalité sont infligés à TIGF par jour non conforme à partir de l'objectif de base. À partir du 1<sup>er</sup> avril 2010, l'objectif de base est de 4 jours non conformes par mois : 25 000 € de pénalité sont infligés à TIGF par jour non conforme à partir de l'objectif de base, puis 12 500 € de pénalité sont infligés à TIGF par jour non conforme à partir du 6<sup>e</sup> jour non conforme,

- l'objectif cible est de un jour non conforme par mois : 25 000 € de bonus sont versés à TIGF s'il n'y a qu'un jour non conforme, 50 000 € de bonus sont versés à GRTgaz s'il n'y a aucun jour non conforme.

Ces incitations financières sont plafonnées à 1,2 M€ pour GRTgaz et 300 k€ pour TIGF par an. Elles sont appliquées aux GRT via un versement à leur CRCP respectif.

### • Résultats

Les résultats de cet indicateur sont calculés et publiés par les GRT sur leur site internet grand public chaque mois.

Opérateur	Indicateur	Segmentation	janv-09	févr-09	mars-09	avr-09	mai-09	juin-09	juil-09	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
GRTgaz	Qualité des mesures provisoires de quantité de gaz livrée aux PITD transmises aux GRD pour le calcul des allocations provisoires*	Zone d'équilibrage Nord	0	1	3**	3	3	4	4	8	4	1	1	0
		Zone d'équilibrage Sud	2	1	1	2	10	2	3	2	2	0	1	0
TIGF	Qualité des mesures provisoires de quantité de gaz livrée aux PITD transmises aux GRD pour le calcul des allocations provisoires*	/	4***	3	3	7	16	6	8	8	3	18	5	1

\* Nombre de jours non conformes.

\*\* Suite aux mouvements sociaux de la fin du mois de mars 2009, qui ont eu des effets sur l'activité de GRTgaz, le suivi sur les 5 derniers jours du mois n'a pas été pris en compte et les incitations financières du mois ont été annulées, la situation relevant d'un état de force majeure.

\*\*\* La tempête Klaus ayant provoqué un état de force majeure durant 3 jours en janvier 2009 sur le réseau de TIGF, ces journées n'ont pas été prises en compte dans le calcul de l'indicateur.

GRTgaz a perçu 200 000 € de bonus au titre de cet indicateur en 2009. TIGF a été pénalisé de 300 000 € sur cette même période.

Opérateur	Indicateur	Segmentation	janv-10	févr-10	mars-10	avr-10	mai-10	juin-10
GRTgaz	Qualité des mesures provisoires de quantité de gaz livrée aux PITD transmises aux GRD pour le calcul des allocations provisoires*	Zone d'équilibrage Nord	0	0	3	2	0	1
		Zone d'équilibrage Sud	0	0	2	1	0	1
TIGF	Qualité des mesures provisoires de quantité de gaz livrée aux PITD transmises aux GRD pour le calcul des allocations provisoires*	/	0	0	1	0	0	0

\* Nombre de jours non conformes.

Au 1<sup>er</sup> semestre 2010, GRTgaz et TIGF percevront respectivement 1 200 000 € et 250 000 € de bonus au titre de cet indicateur.

#### 1.5.2.2. « Qualité des quantités télérelevées aux PITD »

##### • Description

L'indicateur « Qualité des quantités télérelevées aux PITD » suit le taux mensuel de jours non conformes pour les PITD télérelevés par zone d'équilibrage, c'est-à-dire le nombre de jours non conformes dans le mois par rapport au nombre de jours du mois. Deux valeurs sont suivies pour GRTgaz (une par zone d'équilibrage) et une valeur est suivie pour TIGF, calculées par la formule ci-après :

*Nombre de jours non conformes pour les quantités télérelevées aux PITD sur le mois*

*Nombre de jours du mois*

Un jour est considéré non conforme si l'écart, en valeur absolue, entre la mesure provisoire (transmise au GRD le jour J+1) et la mesure définitive (transmise au GRD le 20 du mois M+1) de la quantité de gaz livrée à l'ensemble des PITD télérelevés de la zone d'équilibrage est strictement supérieur à 3 %.

Cet indicateur n'est pas incité financièrement, mais un objectif de 8 % de jours non-conformes par mois pour GRTgaz et de 6 % de jours non-conformes par mois pour TIGF lui est assigné.

- **Résultats**

Les résultats de cet indicateur sont calculés et publiés par les GRT sur leur site internet grand public chaque mois.

Opérateur	Indicateur	Segmentation	janv-09	févr-09	mars-09	avr-09	mai-09	juin-09	juil-09	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
GRTgaz	Qualité des quantités télérelevées aux PITD*	Zone d'équilibrage Nord	0,0 %	3,6 %	9,7 %	10,0 %	9,7 %	13,3 %	12,9 %	25,8 %	13,3 %	3,2 %	3,3 %	0,0 %
		Zone d'équilibrage Sud	6,5 %	3,6 %	3,2 %	10,0 %	29,0 %	6,7 %	9,7 %	6,5 %	6,7 %	0,0 %	3,3 %	0,0 %
TIGF		/			9,7 %	20,0 %	25,0 %	13,3 %	25,8 %	25,8 %	10,0 %	58,1 %	20,0 %	3,2 %

\* Taux mensuel de jours non conformes.

Opérateur	Indicateur	Segmentation	janv-10	févr-10	mars-10	avr-10	mai-10	juin-10
GRTgaz	Qualité des quantités télérelevées aux PITD*	Zone d'équilibrage Nord	0,0 %	0,0 %	9,7 %	6,7 %	0,0 %	3,3 %
		Zone d'équilibrage Sud	0,0 %	0,0 %	6,5 %	3,3 %	0,0 %	3,3 %
TIGF		/	0,0 %	0,0 %	3,2 %	0,0 %	3,2 %	0,0 %

\* Taux mensuel de jours non conformes.

### 1.5.2.3. « Qualité des quantités estimées aux PITD »

- **Description**

L'indicateur « Qualité des quantités estimées aux PITD » suit le taux mensuel de jours non conformes pour les PITD non télérelevés par zone d'équilibrage, c'est-à-dire le nombre de jours non conformes dans le mois par rapport au nombre de jours du mois. Deux valeurs sont suivies pour GRTgaz (une par zone d'équilibrage) et une valeur est suivie pour TIGF, calculées par la formule ci-après :

*Nombre de jours non conformes pour les quantités estimées aux PITD sur le mois*

*Nombre de jours du mois*

Un jour est considéré non conforme si l'écart, en valeur absolue, entre la mesure provisoire (transmise au GRD le jour J+1) et la mesure définitive (transmise au GRD le 20 du mois M+1) de la quantité de gaz livrée à l'ensemble des PITD non télérelevés de la zone d'équilibrage est strictement supérieur à 3 %.

Cet indicateur n'est pas incité financièrement, mais un objectif de 40 % de jours non-conformes par mois pour GRTgaz et de 70 % de jours non-conformes par mois pour TIGF lui est assigné.

- **Résultats**

Les résultats de cet indicateur sont calculés et publiés par les GRT sur leur site internet grand public chaque mois.

Opérateur	Indicateur	Segmentation	janv-09	févr-09	mars-09	avr-09	mai-09	juin-09	juil-09	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
<b>GRTgaz</b>	Qualité des quantités estimées aux PITD*	Zone d'équilibrage Nord	0,0 %	35,7 %	6,5 %	56,7 %	6,5 %	20,0 %	22,6 %	6,5 %	96,7 %	96,8 %	13,3 %	3,2 %
		Zone d'équilibrage Sud	100,0 %	46,4 %	54,8 %	73,3 %	29,0 %	30,0 %	19,4 %	87,1 %	93,3 %	45,2 %	6,7 %	0,0 %
<b>TIGF</b>		/			96,8 %	96,7 %	100,0 %	43,3 %	100,0 %	100,0 %	96,7 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %

\* Taux mensuel de jours non conformes.

Opérateur	Indicateur	Segmentation	janv-10	févr-10	mars-10	avr-10	mai-10	juin-10
<b>GRTgaz</b>	Qualité des quantités estimées aux PITD*	Zone d'équilibrage Nord	0,0 %	100,0 %	6,5 %	3,3 %	9,7 %	100,0 %
		Zone d'équilibrage Sud	90,3 %	0,0 %	45,2 %	100,0 %	64,5 %	60,0 %
<b>TIGF</b>		/	100,0 %	100,0 %	74,2 %	96,7 %	87,1 %	83,3 %

\* Taux mensuel de jours non conformes.

#### 1.5.2.4. « Délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD »

GRT a transmis aux GRD le fichier relatif aux enlèvements provisoires journaliers aux PITD hors du délai convenu entre les opérateurs (toutes zones d'équilibrage et tous GRD confondus).

- **Description**

L'indicateur « Délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD » suit le nombre de jours par mois pour lesquels chaque

Cet indicateur n'est pas incité financièrement, mais un objectif d'un fichier envoyé hors délai par mois lui est assigné.

- **Résultats**

Les résultats de cet indicateur sont calculés et publiés par les GRT sur leur site internet grand public chaque mois.

Opérateur	Indicateur	janv-09	févr-09	mars-09	avr-09	mai-09	juin-09	juil-09	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
<b>GRTgaz</b>	Délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD*	1	1	3	1	0	0	0	0	0	1	1	0
<b>TIGF</b>		1	1	1	2	2	1	1	1	2	1	1	2

\* Nombre de fichiers hors délai.

Opérateur	Indicateur	janv-10	févr-10	mars-10	avr-10	mai-10	juin-10
<b>GRTgaz</b>	Délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PJTD*	0	0	0	1	1	1
<b>TIGF</b>		1	3	4	1	3	1

\* Nombre de fichiers hors délai.

### 1.5.3. Impact environnemental de l'activité des opérateurs : « Émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère » et « Émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé »

#### • Description

L'indicateur « Émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère » suit le nombre de tonnes équivalent CO<sub>2</sub> de gaz à effet de serre émis par chaque GRT chaque mois et par GrDF chaque année dans l'atmosphère. Une valeur est suivie pour chaque opérateur.

Pour GrDF, cet indicateur suit la somme des émissions de méthane dans l'atmosphère, émis par le réseau de distribution lors de travaux, d'actes de maintenance, d'incidents et d'exploitation des installations, et des émissions directes de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère par les bâtiments tertiaires et la flotte de véhicules.

L'indicateur « Émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé » suit le

nombre de tonnes équivalent CO<sub>2</sub> de gaz à effet de serre émis par chaque GRT chaque mois dans l'atmosphère par rapport à la quantité de gaz transporté sur le mois par le GRT. Une valeur est suivie pour chaque opérateur, calculée par la formule ci-après :

*Tonnes équivalent CO<sub>2</sub> de gaz à effet de serre émis dans l'atmosphère sur le mois*

*Quantité de gaz transportée sur le mois*

Les émissions des GRT sont composées du CO<sub>2</sub> émis par leurs compresseurs et du méthane relâché dans l'atmosphère, notamment lors des travaux de maintenance.

#### • Résultats de GrDF

Le résultat de cet indicateur est calculé et transmis à la CRE par GrDF chaque année. Pour l'année 2009, le GRD a émis 762,8 kilotonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère, soit 2,44 tonnes d'équivalent CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère par GWh de gaz acheminé.

• **Résultats des GRT**

Les résultats de ces indicateurs sont calculés et publiés par les GRT sur leur site internet grand public chaque mois.

Opérateur	Indicateur	jan.-09	fév.-09	mar.-09	avr.-09	mai.-09	juin.-09	juil.-09	août.-09	sept.-09	oct.-09	nov.-09	déc.-09
<b>GRTgaz</b>	Émissions (tonnes équivalent CO <sub>2</sub> )	54 269	51 371	42 753	46 654	44 023	36 323	36 399	50 409	31 866	45 806	50 214	51 061
	Émissions rapportées à l'énergie transportée (tonnes équivalent CO <sub>2</sub> /GWh)	0,64	0,75	0,67	0,93	0,97	0,80	0,80	1,30	0,81	0,93	0,82	0,67
<b>TIGF</b>	Émissions (tonnes équivalent CO <sub>2</sub> )	5 916	4 476	5 048	5 086	7 981	7 713	5 189	7 235	10 294	3 956	6 152	7 501
	Émissions rapportées à l'énergie transportée (tonnes équivalent CO <sub>2</sub> /GWh)	0,67	0,61	0,69	0,73	0,84	1,06	0,61	0,85	1,80	0,82	1,04	1,03

Opérateur	Indicateur	jan.-10	fév.-10	mar.-10	avr.-10	mai.-10	juin.-10
<b>GRTgaz</b>	Émissions (tonnes équivalent CO <sub>2</sub> )	42 918	41 814	51 217	45 802	49 354	47 959
	Émissions rapportées à l'énergie transportée (tonnes équivalent CO <sub>2</sub> /GWh)	0,52	0,57	0,71	0,87	0,93	1,06
<b>TIGF</b>	Émissions (tonnes équivalent CO <sub>2</sub> )	9 328	8 287	7 520	4 538	7 167	9 785
	Émissions rapportées à l'énergie transportée (tonnes équivalent CO <sub>2</sub> /GWh)	1,12	1,08	1,01	0,97	1,07	1,24

• **Évolution des indicateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2010**

Afin d'harmoniser le suivi des émissions de gaz à effet de serre entre les GRD d'une part, et avec les GRT d'autre part :

- trois ELD suivront les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère, déjà suivies par

GrDF, au 1<sup>er</sup> janvier 2011 pour Réseau GDS et au 1<sup>er</sup> janvier 2012 pour Régaz et Gédia ;

- un nouvel indicateur mesurant les émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère rapportées à l'énergie acheminée est introduit au 1<sup>er</sup> juillet 2010 pour GrDF, au 1<sup>er</sup> janvier 2011 pour Réseau GDS et au 1<sup>er</sup> janvier 2012 pour Régaz et Gédia.

## 2. DESCRIPTION ET RÉSULTATS DÉTAILLÉS DES INDICATEURS « ÉLECTRICITÉ »

### 2.1. Indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière

#### 2.1.1. « Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ERDF ayant donné lieu au versement d'une compensation financière suite à réclamation »

##### • Définition

Cet indicateur suit le nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le distributeur ayant donné lieu au versement d'une compensation financière suite à la réclamation d'un utilisateur ou d'un tiers autorisé par lui.

De plus, l'indicateur est détaillé par catégorie d'utilisateurs :

- consommateurs résidentiels (BT ≤ 36 kVA) ;
- petits consommateurs professionnels (BT ≤ 36 kVA) ;
- consommateurs industriels (BT > 36 kVA et HTA) ;
- producteurs.

##### • Périmètre

L'indicateur est calculé sur la base des affaires recevables de réclamations clôturées dans le Système de Gestion des Échanges (SGE) sur la période considérée.

##### • Fréquence de calcul et de transmission à la CRE

L'indicateur est calculé et transmis à la CRE trimestriellement.

##### • Objectifs et incitations

L'ensemble des réclamations recevables signalées par les utilisateurs ou des tiers autorisés par ces utilisateurs pour motif de « rendez-vous planifié non respecté par ERDF » font l'objet d'une compensation financière. Le caractère incitatif de cet indicateur repose donc sur le versement des compensations financières.

La compensation financière versée par ERDF est égale aux montants facturés par ERDF en cas de non-exécution d'une intervention programmée du fait de l'utilisateur ou d'un tiers autorisé par cet utilisateur pour chaque rendez-vous non tenu. Les montants de compensation financière pour « déplacement vain » sont détaillés dans le catalogue de prestation d'ERDF. Ils s'élèvent, sur la période d'étude, à :

- 23,75 € <sup>(65)</sup> pour les utilisateurs BT ≤ 36 kVA ;
- 90,78 € <sup>(66)</sup> pour les utilisateurs BT > 36 kVA et HTA.

Le versement de la compensation financière se fait directement aux utilisateurs qui en font la demande, ou aux tiers autorisés par les utilisateurs si la demande a été réalisée par ces tiers.

Le montant total de compensations financières versé pour motif de « rendez-vous planifiés non respectés par ERDF » s'élève à 5 465,15 € sur la période d'août 2009 à juillet 2010.

(65) 23,89 € depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2010.

(66) 91,32 € depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2010.

- **Résultats**

Indicateur	Segmentation	T3 2009*	T4 2009	T1 2010	T2 2010
<b>Nombre de réclamations sur rendez-vous planifiés non respectés par ERDF ayant fait l'objet d'une compensation financière</b>	Résidentiel	26	30	50	86
	Petit professionnel	2	5	7	5
	Industriel	1	0	0	2
	Producteur	0	0	0	2
	<b>Total</b>	<b>29</b>	<b>35</b>	<b>57</b>	<b>95</b>

\* Les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

### 2.1.2. « Taux de réponse aux réclamations des utilisateurs de réseau dans un délai de 30 jours »

- **Définition**

Cet indicateur suit le nombre de réclamations des utilisateurs traitées dans les trente jours calendaires sur le nombre total de réclamations (hors réclamations ayant fait l'objet d'une demande d'indemnisation liée à la qualité sur les réseaux publics).

*Nombre de réclamations des utilisateurs clôturées dans SGE sur la période et dans les 30 jours calendaires après la date de dépôt de réclamation dans SGE*

*Nombre des réclamations d'utilisateurs clôturées dans SGE sur la période*

La mesure de cet indicateur est exprimée en pourcentage.

- **Périmètre**

La mesure de cet indicateur est effectuée sur les seules réclamations recevables clôturées dans

SGE sur la période, hors celles faisant l'objet d'une demande d'indemnisation liée à la qualité sur les réseaux publics.

- **Fréquence de calcul et de transmission à la CRE**

L'indicateur est calculé mensuellement et transmis à la CRE trimestriellement.

- **Objectifs et incitations**

Cet indicateur est soumis à incitation financière avec l'objectif que 95 % des réclamations des utilisateurs reçues soient traitées dans les 30 jours calendaires, soit directement, soit par l'intermédiaire des tiers autorisés par ces utilisateurs.

En cas de non respect de l'objectif fixé, ERDF est soumis à un malus de 100 000 € par point entier en dessous de l'objectif. Le versement de ce malus se fait au CRCP.

TURPE 3 étant entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2009, l'indicateur annuel pour l'année 2009 est calculé sur la période du 1<sup>er</sup> août au 31 décembre 2009 et la force de l'incitation correspond au 5/12<sup>e</sup> de l'incitation annuelle.

• **Résultats**

Indicateur	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
Taux de réponses aux réclamations des utilisateurs de réseau sous 30 jours	97,6 %	98,4 %	97,6 %	98,0 %	98,9 %

Indicateur	janv-10	févr-10	mars-10	avr-10	mai-10	juin-10
Taux de réponses aux réclamations des utilisateurs de réseau sous 30 jours	98,9 %	99,1 %	98,4 %	98,4 %	98,0 %	98,1 %

**2.1.3.** « Taux de propositions techniques et financières de raccordement envoyées hors délai »

• **Définition**

Cet indicateur suit le nombre de propositions techniques et financières de raccordement (PTF) non envoyées dans le délai maximal résultant de la qualification de la demande sur le nombre de propositions de raccordement envoyées, avec un détail par catégorie de raccordement.

Le délai maximal d'envoi résultant de la qualification de la demande est défini en conformité avec le barème d'ERDF de facturation des opérations de raccordement au réseau public de distribution d'électricité.

Le délai d'envoi, calculé en jours ouvrés, est l'écart entre la « date réelle d'envoi de la PTF au client » et la « date de qualification de la demande de raccordement ».

Les catégories de raccordements considérées sont les suivantes :

- raccordement des consommateurs individuels BT  $\leq$  36 kVA ;
- raccordement des consommateurs BT  $>$  36 kVA ;
- raccordement des consommateurs collectifs BT ;
- raccordement des consommateurs HTA ;
- raccordement des producteurs BT  $\leq$  36 kVA ;
- raccordement des producteurs BT  $>$  36 kVA et HTA.

• **Périmètre**

Seuls les raccordements dont la maîtrise d'ouvrage est entièrement assurée par ERDF sont concernés par cet indicateur.

L'indicateur est calculé sur les seules affaires pour lesquelles la « date d'envoi de la PTF au client » est renseignée dans le trimestre.

• **Fréquence de calcul et de transmission à la CRE**

L'indicateur est calculé et transmis à la CRE trimestriellement.

• **Objectifs et incitations**

Cet indicateur est soumis à incitation financière : en cas de non respect du délai d'envoi de la PTF,

le demandeur du raccordement, ou un tiers autorisé par lui, peut demander une compensation financière.

Les montants des compensations financières versés par ERDF sont les suivants :

- 30 € pour les demandeurs de raccordement individuel BT  $\leq$  36kVA ;

- 100 € pour les demandeurs de raccordement individuel BT  $>$  36 kVA et les demandeurs collectifs de raccordement BT ;
- 1000 € pour les demandeurs de raccordement HTA.

Le versement de la compensation financière se fait au demandeur du raccordement ou aux tiers autorisés par les utilisateurs si la demande a été réalisée par ces tiers.

## • Résultats

Indicateur	Segmentation	T3 2009*	T4 2009	T1 2010	T2 2010
<b>Taux de PTF non envoyées dans les délais</b>	Consommateur individuel BT $\leq$ 36 kVA	20 %	17 %	15 %	15 %
	Consommateur individuel BT $>$ 36 kVA	13 %	10 %	10 %	13 %
	Consommateur collectif BT	14 %	10 %	11 %	14 %
	Consommateur HTA	6 %	3 %	2 %	5 %
	Producteur BT $\leq$ 36 kVA	16 %	26 %	34 %	23 %
	Producteur BT $>$ 36 kVA et HTA	13 %	19 %	20 %	30 %

\* Les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

### 2.1.4. « Délai de transmission à RTE des courbes de mesures demi-horaires de chaque responsable d'équilibre »

#### • Définition

Cet indicateur vise à calculer la capacité d'ERDF à publier des bilans vers RTE dans un délai requis, dans le respect des engagements convenus avec RTE dans le cadre de règles relatives :

- à la programmation ;
- au mécanisme d'ajustement ;
- au dispositif de responsable d'équilibre (RE).

Concrètement, cet indicateur reflète le taux de respect du délai d'envoi à RTE des bilans globaux de consommation (BGC) des RE déclarés actifs (avec sites) sur le réseau géré par ERDF

pour la semaine S-2 en S et relatifs aux courbes de mesures (CdM) suivantes :

- CdM agrégées des consommations des sites de courbes de mesures télérelevées ;
- CdM agrégées des consommations des sites à index ;
- CdM agrégées de production des sites de courbes de mesures télérelevées ;
- CdM agrégées de production des sites à index.

Une publication est considérée hors délai quand au moins une des transmissions prévues dans le processus de publication des BCG est réalisée hors délai.

L'indicateur, exprimé en pourcentage et calculé dans SGE et Recoflux, vaut 100 % à l'initialisation de la période de mesure et sa valeur décroît

à chaque occurrence d'une publication hebdomadaire réalisée hors délai.

- **Périmètre**

L'indicateur ne prend pas en compte la capacité du système informatique de RTE à réceptionner les flux mais bien la capacité d'ERDF à transmettre ces flux.

- **Fréquence de calcul et de transmission à la CRE**

L'indicateur est calculé et transmis à la CRE trimestriellement.

- **Objectifs et incitations**

L'indicateur est soumis à incitation financière et vise à atteindre un objectif fixé sous forme de fourchette :

- un objectif base, selon lequel au moins 90 % des envois doivent être dans les délais. Si ERDF n'atteint pas cet objectif base, il est soumis à un malus de 50 000 € par point entier en dessous de l'objectif de base ;
- un objectif cible selon lequel 96 % des envois à RTE doivent être dans les délais. Si ERDF bat cet objectif, il reçoit un bonus de 50 000 € par point entier au-dessus de l'objectif cible.

La fréquence de calcul de l'incitation est annuelle (année civile) à compter de l'entrée en vigueur du TURPE 3 et le versement du bonus ou du malus se fait au CRCP.

TURPE 3 étant entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2009, l'indicateur annuel pour l'année 2009 est calculé sur la période du 1<sup>er</sup> août au 31 décembre 2009 et la force de l'incitation correspond au 5/12<sup>e</sup> de l'incitation annuelle.

- **Résultats**

Indicateur	T3 2009*	T4 2009	T1 2010	T2 2010
Délai de transmission des courbes de mesures demi-horaires de chaque responsable d'équilibre	100 %	100 %	100 %	98 %

\* Les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

### 2.1.5. « Taux de disponibilité du portail fournisseurs »

- **Définition**

Les taux annuel et hebdomadaire de disponibilité du portail fournisseurs correspondent au rapport du nombre d'heures de disponibilité sur le nombre d'heures d'ouverture du portail SGE :

$$\frac{\text{Nombre d'heures de disponibilité du portail fournisseurs SGE hors indisponibilités programmées sur la période}}{\text{Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail fournisseurs SGE sur la période}}$$

Nombre total d'heures d'ouverture prévues du portail fournisseurs SGE sur la période

Les heures d'ouverture du portail SGE sont définies de 7 h à 19 h du lundi au samedi, sauf les jours fériés.

Les heures de disponibilité sont définies durant les périodes d'ouverture du portail SGE. Ce sont les heures pendant lesquelles les utilisateurs ont la possibilité d'accéder au portail SGE.

Le nombre d'heures de disponibilité est calculé en soustrayant au nombre d'heures d'ouverture les indisponibilités non programmées :

- l'heure de début de l'indisponibilité est l'heure à laquelle le système n'est plus accessible ;

- l'heure de fin de l'indisponibilité est l'heure à laquelle la page de production permettant d'accéder à l'application est réactivée.

L'indicateur hebdomadaire est calculé semaine par semaine selon les heures d'ouverture du portail SGE, telles que définies précédemment.

L'indicateur annuel est calculé par année civile selon les heures d'ouverture du portail SGE sur l'année, telles que définies précédemment.

- **Fréquence de calcul et de transmission à la CRE**

L'indicateur est calculé chaque semaine et transmis à la CRE trimestriellement.

- **Objectif et incitation**

L'objectif base pour l'indicateur hebdomadaire est fixé à 96 %. Si le taux hebdomadaire est

inférieur à l'objectif base, le malus s'élève à 10 000 € par point entier en dessous de l'objectif de base pour chaque semaine où l'objectif base n'est pas atteint. La fréquence de l'incitation est hebdomadaire à compter de l'entrée en vigueur du TURPE 3 et le versement est fait au CRCP.

L'objectif cible pour l'indicateur annuel est fixé à 99 %. Si le taux annuel est supérieur à l'objectif cible, le bonus s'élève à 100 000 € par année et par point entier au-dessus de l'objectif cible. La fréquence de l'incitation est annuelle (année civile) à compter de l'entrée en vigueur du TURPE 3 et le versement est fait au CRCP.

TURPE 3 étant entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2009, l'indicateur annuel pour l'année 2009 est calculé sur la période du 1<sup>er</sup> août au 31 décembre 2009 et la force de l'incitation correspond au 5/12<sup>e</sup> de l'incitation annuelle.

- **Résultats**

Indicateur	août 2009					septembre 2009				
	S30	S31	S32	S33	S34	S35	S36	S37	S38	S39
Taux de disponibilité hebdomadaire du portail fournisseurs	99,3 %	99,2 %	100,0 %	99,9 %	100,0 %	96,1 %	100,0 %	99,1 %	99,8 %	99,8 %

Indicateur	octobre 09				novembre 09				décembre 09				
	S40	S41	S42	S43	S44	S45	S46	S47	S48	S49	S50	S51	S52
Taux de disponibilité hebdomadaire du portail fournisseurs	97,9 %	100,0 %	99,6 %	100,0 %	97,9 %	100,0 %	98,6 %	99,6 %	100,0 %	100,0 %	97,6 %	100,0 %	100,0 %

Indicateur	janvier 10				février 10				mars 10				
	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	S11	S12	S13
Taux de disponibilité hebdomadaire du portail fournisseurs	100,0 %	100,0 %	100,0 %	99,9 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	98,3 %	96,6 %	99,5 %	100,0 %	94,2 %

Indicateur	avril 2010				mai 2010				juin 2010				
	S14	S15	S16	S17	S18	S19	S20	S21	S22	S23	S24	S25	S26
Taux de disponibilité hebdomadaire du portail fournisseurs	100,0 %	100,0 %	100,0 %	97,3 %	98,6 %	100,0 %	100,0 %	97,6 %	99,6 %	99,5 %	100,0 %	98,0 %	100,0 %

## 2.2. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi relatifs aux interventions

### 2.2.1. « Délai de réalisation d'une mise en service sur installation existante »

#### • Définition

Cet indicateur suit le taux de mises en service réalisées par tranche de délai et par catégorie d'utilisateurs.

Le délai de réalisation est défini comme la différence entre la date de réalisation et la date de dépôt de demande (en jours ouvrés). Les tranches de délai sont les suivantes :

- moins de 5 jours ouvrés ;
- de 6 à 10 jours ouvrés ;
- de 11 à 20 jours ouvrés ;
- plus de 20 jours ouvrés.

Les catégories d'utilisateurs sont les suivantes :

- consommateurs résidentiels (BT ≤ 36 kVA) ;
- petits consommateurs professionnels (BT ≤ 36 kVA) ;
- consommateurs industriels (BT > 36 kVA et HTA).

#### • Périmètre

Lors du dépôt de la demande de mise en service sur installation existante sur le portail SGE, le fournisseur peut choisir (le plus souvent à la demande de l'utilisateur) une date de réalisation au-delà du délai catalogue. En conséquence, les fournisseurs peuvent être responsables de l'allongement des délais de réalisation de la prestation. Dans le cadre du calcul de l'indicateur, cet effet a été isolé en excluant les affaires pour lesquelles :

- la date souhaitée par le fournisseur est supérieure au délai maximal de réalisation ;
- le fournisseur ne retient pas la première date proposée par le distributeur dans le délai maximal (date souhaitée ou date de première disponibilité).

*Nombre d'affaires de mises en service sur installation existante clôturées dans le mois et réalisées dans la tranche délai prédéfinie*

*Nombre d'affaires de mises en service clôturées dans le mois*

#### • Fréquence de calcul et de transmission à la CRE

L'indicateur est calculé mensuellement et transmis à la CRE trimestriellement.

• **Résultats**

Indicateur	Segmentation	Tranche de délai	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
<b>Délai de réalisation d'une mise en service</b>	Résidentiel	≤ 5 jours	96,0 %	96,6 %	96,6 %	96,5 %	97,0 %
		de 6 à 10 jours	3,1 %	2,6 %	2,7 %	2,9 %	2,5 %
		de 11 à 20 jours	0,8 %	0,6 %	0,5 %	0,5 %	0,5 %
		plus de 20 jours	0,2 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %
	Petit professionnel	≤ 5 jours	85,0 %	89,4 %	89,4 %	89,4 %	89,7 %
		de 6 à 10 jours	10,6 %	8,3 %	8,7 %	8,6 %	8,4 %
		de 11 à 20 jours	3,9 %	1,9 %	1,4 %	1,7 %	1,6 %
		plus de 20 jours	0,6 %	0,4 %	0,6 %	0,3 %	0,3 %
	Industriel	≤ 5 jours	90,6 %	94,2 %	92,9 %	92,4 %	93,2 %
		de 6 à 10 jours	6,0 %	3,1 %	4,6 %	5,2 %	5,3 %
		de 11 à 20 jours	2,1 %	2,3 %	1,4 %	1,6 %	1,0 %
		plus de 20 jours	1,3 %	0,4 %	1,1 %	0,8 %	0,5 %

Indicateur	Segmentation	Tranche de délai	janv-10	févr-10	mars-10	avr-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de réalisation d'une mise en service</b>	Résidentiel	≤ 5 jours	97,2 %	97,5 %	97,1 %	97,2 %	96,8 %	97,0 %
		de 6 à 10 jours	2,3 %	2,1 %	2,5 %	2,4 %	2,7 %	2,5 %
		de 11 à 20 jours	0,4 %	0,3 %	0,4 %	0,4 %	0,4 %	0,4 %
		plus de 20 jours	0,1 %	0,0 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %
	Petit professionnel	≤ 5 jours	91,8 %	90,7 %	90,3 %	91,3 %	89,5 %	90,2 %
		de 6 à 10 jours	6,6 %	7,8 %	7,8 %	7,2 %	8,6 %	8,0 %
		de 11 à 20 jours	1,4 %	1,3 %	1,5 %	1,3 %	1,7 %	1,6 %
		plus de 20 jours	0,2 %	0,2 %	0,3 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %
	Industriel	≤ 5 jours	92,3 %	89,7 %	93,6 %	95,0 %	95,9 %	94,7 %
		de 6 à 10 jours	5,3 %	6,5 %	4,7 %	3,1 %	2,8 %	4,5 %
		de 11 à 20 jours	1,6 %	2,1 %	1,2 %	1,4 %	0,6 %	0,4 %
		plus de 20 jours	0,8 %	1,7 %	0,4 %	0,5 %	0,7 %	0,5 %

### 2.2.2. « Délai de réalisation d'une résiliation »

#### • Définition

Cet indicateur suit le taux de résiliations réalisées par tranche de délai et par catégorie d'utilisateurs.

Le délai de réalisation est défini comme la différence entre la date de réalisation et la date de dépôt de demande (en jours ouvrés). Les tranches de délai sont les suivantes :

- moins de 5 jours ouvrés ;
- de 6 à 10 jours ouvrés ;
- de 11 à 20 jours ouvrés ;
- plus de 20 jours ouvrés.

Les catégories d'utilisateurs sont les suivantes :

- consommateurs résidentiels (BT  $\leq$  36 kVA) ;
- petits consommateurs professionnels (BT  $\leq$  36 kVA) ;
- consommateurs industriels (BT  $>$  36 kVA et HTA).

#### • Périmètre

Lors du dépôt de la demande de résiliation sur le portail SGE, le fournisseur peut choisir (le

plus souvent à la demande de l'utilisateur) une date de réalisation au-delà du délai catalogue. En conséquence, les fournisseurs peuvent être responsables de l'allongement des délais de réalisation de la prestation. Dans le cadre du calcul de l'indicateur, cet effet a été isolé en excluant les affaires pour lesquelles :

- la date souhaitée par le fournisseur est supérieure au délai standard de réalisation ;
- le fournisseur ne retient pas la première date proposée dans le délai standard par le distributeur (date souhaitée ou date de première disponibilité).

*Nombre d'affaires de résiliation clôturées dans le mois et réalisées dans la tranche de délai prédéfinie*

---

*Nombre d'affaires de résiliation clôturées dans le mois*

#### • Fréquence de transmission à la CRE

L'indicateur est calculé mensuellement et transmis à la CRE trimestriellement.

• Résultats

Indicateur	Segmentation	Tranche de délai	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
<b>Délai de réalisation d'une résiliation</b>	Résidentiel	≤ 5 jours	96,5 %	96,7 %	97,0 %	97,6 %	98,0 %
		de 6 à 10 jours	2,5 %	2,2 %	2,2 %	1,8 %	1,5 %
		de 11 à 20 jours	0,9 %	0,9 %	0,6 %	0,5 %	0,4 %
		plus de 20 jours	0,1 %	0,2 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %
	Petit professionnel	≤ 5 jours	69,1 %	76,4 %	78,1 %	79,1 %	80,2 %
		de 6 à 10 jours	21,4 %	16,8 %	16,1 %	16,1 %	14,9 %
		de 11 à 20 jours	8,2 %	5,8 %	5,1 %	4,3 %	4,2 %
		plus de 20 jours	1,3 %	1,0 %	0,7 %	0,4 %	0,7 %
	Industriel	≤ 5 jours	87,1 %	90,4 %	88,3 %	89,7 %	89,9 %
		de 6 à 10 jours	8,0 %	5,5 %	7,1 %	7,7 %	6,9 %
		de 11 à 20 jours	3,2 %	2,3 %	2,9 %	1,8 %	2,0 %
		plus de 20 jours	1,7 %	1,8 %	1,7 %	0,8 %	1,1 %

Indicateur	Segmentation	Tranche de délai	janv-10	févr-10	mars-10	avr-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de réalisation d'une résiliation</b>	Résidentiel	≤ 5 jours	97,9 %	98,4 %	97,9 %	98,3 %	98,4 %	98,6 %
		de 6 à 10 jours	1,6 %	1,3 %	1,6 %	1,4 %	1,3 %	1,1 %
		de 11 à 20 jours	0,5 %	0,3 %	0,4 %	0,3 %	0,3 %	0,3 %
		plus de 20 jours	0,1 %	0,0 %	0,0 %	0,1 %	0,0 %	0,0 %
	Petit professionnel	≤ 5 jours	80,6 %	81,7 %	78,2 %	80,8 %	79,3 %	76,4 %
		de 6 à 10 jours	14,3 %	13,6 %	16,7 %	14,9 %	16,2 %	17,9 %
		de 11 à 20 jours	4,5 %	4,2 %	4,3 %	3,5 %	3,8 %	4,7 %
		plus de 20 jours	0,6 %	0,6 %	0,8 %	0,8 %	0,7 %	0,9 %
	Industriel	≤ 5 jours	87,6 %	90,5 %	91,7 %	92,7 %	94,3 %	94,2 %
		de 6 à 10 jours	7,3 %	5,8 %	5,3 %	4,1 %	4,0 %	4,3 %
		de 11 à 20 jours	3,5 %	2,3 %	1,9 %	1,8 %	1,1 %	1,0 %
		plus de 20 jours	1,7 %	1,3 %	1,0 %	1,4 %	0,6 %	0,5 %

### 2.2.3. « Délai de réalisation d'un changement de fournisseur »

#### • Définition

Cet indicateur suit le taux de réalisation d'un changement de fournisseur par tranche de délai et par catégorie de consommateurs.

Le délai est défini par la différence entre la date de changement de périmètre et la date de dépôt de la demande (en jours calendaires).

Les tranches de délai sont les suivantes :

- moins de 10 jours ;
- de 11 à 20 jours ;
- plus de 20 jours.

Les catégories de consommateurs sont les suivantes :

- consommateurs résidentiels (BT  $\leq$  36 kVA) ;
- petits consommateurs professionnels (BT  $\leq$  36 kVA) ;
- consommateurs industriels (BT  $>$  36 kVA et HTA).

#### • Périmètre

L'indicateur est calculé sur la base des seules affaires recevables de changement de fournisseurs, clôturées dans SGE à la fin de chaque mois.

*Nombre d'affaires de changement de fournisseur clôturées dans le mois et réalisées dans la tranche définie*

---

*Nombre des affaires de changement de fournisseur clôturées dans le mois*

#### • Fréquence de transmission à la CRE

L'indicateur est calculé mensuellement et transmis à la CRE trimestriellement.

• **Résultats**

Indicateur	Segmentation	Tranche de délai	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
<b>Délai de réalisation d'un changement de fournisseur</b>	Résidentiel	≤ 10 jours	6,4 %	9,6 %	9,8 %	7,4 %	10,7 %
		de 11 à 20 jours	2,0 %	1,2 %	1,4 %	1,5 %	15,3 %
		plus de 20 jours	91,6 %	89,2 %	88,7 %	91,1 %	74,0 %
	Petit professionnel	≤ 10 jours	0,7 %	3,9 %	6,4 %	5,0 %	10,1 %
		de 11 à 20 jours	0,3 %	3,2 %	2,1 %	13,9 %	19,3 %
		plus de 20 jours	98,9 %	92,9 %	91,5 %	81,1 %	70,6 %
	Industriel	≤ 10 jours	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
		de 11 à 20 jours	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
		plus de 20 jours	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %

Indicateur	Segmentation	Tranche de délai	janv-10	févr-10	mars-10	avr-10	mai-10	juin-10
<b>Délai de réalisation d'un changement de fournisseur</b>	Résidentiel	≤ 5 jours	9,4 %	11,2 %	15,8 %	17,8 %	21,3 %	21,6 %
		de 6 à 10 jours	16,0 %	4,8 %	25,2 %	25,3 %	8,1 %	3,1 %
		plus de 20 jours	74,5 %	84,0 %	58,9 %	56,9 %	70,6 %	75,2 %
	Petit professionnel	≤ 5 jours	11,3 %	8,4 %	5,4 %	5,4 %	8,5 %	7,3 %
		de 6 à 10 jours	6,0 %	3,8 %	2,6 %	1,1 %	4,0 %	2,0 %
		plus de 20 jours	82,8 %	87,8 %	92,0 %	93,5 %	87,5 %	90,7 %
	Industriel	≤ 5 jours	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
		de 6 à 10 jours	0,0 %	0,0 %	14,3 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
		plus de 20 jours	100,0 %	100,0 %	85,7 %	100,0 %	100,0 %	100,0 %

### 2.3. Indicateur faisant l'objet d'un suivi relatif aux relations avec les utilisateurs: « Nombre de réclamations par nature et par catégorie d'utilisateurs »

- *Définition*

Cet indicateur suit le nombre total de réclamations d'utilisateurs reçues soit directement, soit par l'intermédiaire d'un tiers autorisé par ces utilisateurs, détaillé par nature de réclamation et par catégorie d'utilisateurs.

Le détail est fourni pour les catégories suivantes :

- consommateurs résidentiels (BT  $\leq$  36 kVA) ;
- petits consommateurs professionnels (BT  $\leq$  36 kVA) ;
- consommateurs industriels (BT  $>$  36 kVA et HTA) ;
- producteurs.

Les réclamations relèvent de l'une des natures suivantes :

- accueil ;
- intervention ;
- relève et facturation ;
- qualité du réseau public.

- *Périmètre*

L'indicateur recense la somme des réclamations d'utilisateurs déposées dans le trimestre.

- *Fréquence de calcul et de transmission à la CRE*

L'indicateur est calculé et transmis à la CRE trimestriellement.

• Résultats

Indicateur	Segmentation	Tranche de délai	T3 2009*	T4 2009	T1 2010	T2 2010
Nombre de réclamations	Résidentiel	Accueil	868	754	932	958
		Intervention	9 683	15 049	14 750	13 488
		Relève et facturation	14 802	22 563	22 510	20 354
		Qualité du réseau public	9 231	16 691	22 268	14 232
		<b>Total</b>	<b>34 584</b>	<b>55 057</b>	<b>60 460</b>	<b>49 032</b>
	Petit professionnel	Accueil	145	304	266	258
		Intervention	882	1 555	1 562	1 646
		Relève et facturation	2 531	3 723	3 677	3 707
		Qualité du réseau public	1 697	2 734	3 045	2 517
		<b>Total</b>	<b>5 255</b>	<b>8 316</b>	<b>8 550</b>	<b>8 128</b>
	Industriel	Accueil	27	53	65	66
		Intervention	312	604	741	675
		Relève et facturation	224	409	663	535
		Qualité du réseau public	1 315	2 025	1 922	1 743
		<b>Total</b>	<b>1 878</b>	<b>3 091</b>	<b>3 391</b>	<b>3 019</b>
	Producteur	Accueil	1	25	12	23
		Intervention	3	5	10	16
		Relève et facturation	14	24	34	19
		Qualité du réseau public	17	42	70	58
		<b>Total</b>	<b>35</b>	<b>96</b>	<b>126</b>	<b>116</b>

\* Les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

## 2.4. Indicateur faisant l'objet d'un suivi relatif aux relations avec les fournisseurs : « Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs »

### • Définition

Cet indicateur suit l'efficacité de la prise d'appels sur la ligne dédiée « affaires urgentes » des accueils « acheminement ».

L'indicateur, exprimé en pourcentage, est égal au ratio du nombre d'appels décrochés par un

conseiller technique clientèle sur le nombre d'appels à traiter.

### • Périmètre

Les appels reçus en dehors des heures d'ouverture des accueils « acheminement » sont exclus du périmètre.

### • Fréquence de calcul et de transmission à la CRE

L'indicateur est calculé et transmis à la CRE trimestriellement.

### • Résultats

Indicateur	T3 2009*	T4 2009	T1 2010	T2 2010
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	95,6 %	98,9 %	96,4 %	95,5 %

\* Les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

## 2.5. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi relatifs à la relève et à la facturation

### 2.5.1. « Taux de compteurs avec un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA »

### • Définition

L'indicateur, exprimé en pourcentage, suit le nombre de compteurs avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année sur le nombre de compteurs à relever.

$$\frac{\text{Nombre de compteurs à relever} - \text{nombre de compteurs avec deux absences à la relève ou plus}}{\text{Nombre de compteurs à relever}}$$

### • Périmètre

Les clients auto-relevés reçus et intégrés dans la page de facturation ne sont pas considérés comme des index réels.

### • Fréquence de calcul et de transmission à la CRE

L'indicateur est calculé sur 12 mois glissants chaque trimestre. Il est transmis à la CRE trimestriellement.

• **Résultats**

Indicateur	T3 2009*	T4 2009	T1 2010	T2 2010
<b>Taux de compteurs avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA</b>	97,7 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %

\* Les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

**2.5.2. « Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT > 36 kVA et HTA »**

• **Fréquence de calcul et de transmission à la CRE**

L'indicateur est calculé mensuellement et transmis à la CRE trimestriellement.

• **Définition**

Cet indicateur suit le nombre de compteurs BT > 36kVA et HTA relevés sur index réel sur le nombre de compteurs BT > 36 kVA et HTA à relever.

• **Résultats**

Indicateur	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
<b>Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT &gt; 36 kVA et HTA</b>	97,6 %	99,1 %	99,0 %	98,9 %	98,7 %

Indicateur	janv-10	févr-10	mars-10	avr-10	mai-10	juin-10
<b>Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT &gt; 36 kVA et HTA</b>	99,1 %	99,1 %	99,3 %	99,2 %	99,1 %	99,1 %

### 2.5.3. « Taux de publication par SGE des relevés et des factures des consommateurs BT > 36 kVA et HTA dans les délais »

#### • Définition

Cet indicateur, exprimé en pourcentage, suit le nombre de données de relève et de facturation publiées dans les délais sur le nombre de points relevés attendus.

Plus précisément, il mesure le rapport entre le nombre de couples de flux Ro7 (flux mensuels de données de comptage) et Fo2 (flux mensuels des éléments de facturation) publiés par SGE à

J+3 pour le mois de consommation M-1 (J étant la date d'élaboration de la facturation à la fin de la période de relève) et le nombre de couples Ro7 et Fo2 attendus pour le mois de consommation M-1.

#### • Fréquence de calcul et de transmission à la CRE

L'indicateur est calculé mensuellement et transmis à la CRE trimestriellement.

#### • Périmètre

Depuis janvier 2010 les publications sur index estimé ne sont plus prises en compte dans le calcul de l'indicateur.

#### • Résultats

Indicateur	août-09	sept-09	oct-09	nov-09	déc-09
Taux de publication par SGE des relevés et des factures, des consommateurs BT > 36 kVA et HTA dans les délais	99,9 %	99,9 %	100,0 %	99,9 %	99,9 %

Indicateur	janv-10	févr-10	mars-10	avr-10	mai-10	juin-10
Taux de publication par SGE des relevés et des factures, des consommateurs BT > 36 kVA et HTA dans les délais	99,0 %	99,2 %	99,1 %	99,0 %	99,2 %	99,2 %

#### 2.5.4. « Taux d'absence au relevé 3 fois et plus des consommateurs BT ≤ 36kVA »

##### • Définition

Cet indicateur, exprimé en pourcentage, suit le rapport entre le nombre de clients absents 3 fois et plus lors du relevé et le nombre de clients à relever.

$$\frac{\text{Nombre de compteurs non relevés 3 fois et plus en raison de l'absence client}}{\text{Nombre de compteurs à relever}}$$

##### • Résultats

Indicateur	T3 2009*	T4 2009	T1 2010	T2 2010
Taux d'absence au relevé 3 fois et plus des consommateurs BT ≤ 36 kVA	1,7 %	1,1 %	1,1 %	1,0 %

\* Les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

##### • Fréquence de calcul et de transmission à la CRE

L'indicateur est calculé sur 12 mois glissants chaque trimestre. Il est transmis à la CRE trimestriellement.

## 2.6. Indicateurs faisant l'objet d'un suivi relatifs au raccordement

#### 2.6.1. « Taux d'accessibilité des accueils raccordement électricité »

##### • Définition

Cet indicateur suit le taux d'efficacité de la prise d'appels sur la ligne dédiée au suivi des affaires de raccordement, dite ligne « raccordement électricité ».

Il est calculé en faisant le ratio entre le nombre d'appels servis (appels décrochés par un conseiller clientèle raccordement) et le nombre d'appels à traiter.

##### • Périmètre

Les appels reçus en dehors des heures d'ouverture sont exclus du périmètre.

##### • Fréquence de calcul et de transmission à la CRE

L'indicateur est calculé et transmis à la CRE trimestriellement.

• **Résultats**

Indicateur	T3 2009*	T4 2009	T1 2010	T2 2010
<b>Taux d'accessibilité téléphonique des accueils raccordement électricité</b>	89,4 %	89,5 %	90,6 %	86,5 %

\* Les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

**2.6.2. « Délai moyen d'envoi de la proposition technique et financière de raccordement »**

• **Définition**

Cet indicateur suit le délai moyen d'envoi de la proposition technique et financière de raccordement (PTF) avec un détail par catégorie de raccordement.

Les catégories de raccordements sont les suivantes :

- raccordement des consommateurs individuels BT  $\leq$  36 kVA ;
- raccordement des consommateurs BT > 36 kVA ;
- raccordement des consommateurs collectif BT ;
- raccordement des consommateurs HTA ;
- raccordement des producteurs BT  $\leq$  36 kVA ;
- raccordement des producteurs BT > 36 kVA et HTA.

Le délai d'envoi de la PTF correspond au nombre de jours ouvrés entre la date de qualification de la demande de raccordement (dossier complet) et la date d'émission de la PTF.

Pour une catégorie de raccordements considérée, le délai moyen correspond au rapport entre :

$$\frac{\text{Somme des délais d'envoi des PTF pour toutes les affaires dont la proposition de raccordement a été émise dans le trimestre}}{\text{Nombre total d'affaires dont la PTF a été émise dans le trimestre}}$$

• **Périmètre**

Seuls les raccordements dont la maîtrise d'ouvrage est entièrement assurée par ERDF sont concernés par cet indicateur.

La mesure est réalisée sur les affaires de raccordement pour lesquelles la PTF a été émise dans le trimestre.

• **Fréquence de calcul et de transmission à la CRE**

L'indicateur est calculé et transmis à la CRE trimestriellement.

• **Résultats**

Indicateur	Segmentation	T3 2009*	T4 2009	T1 2010	T2 2010
<b>Délai moyen d'envoi de la PTF (en jours ouvrés)</b>	Consommateur individuel BT ≤ 36 kVA	8,0	7,5	9,0	9,8
	Consommateur individuel BT > 36 kVA	ND**	ND	23,2	32,9
	Consommateur collectif BT	ND	ND	26,7	35,5
	Consommateur HTA	ND	ND	18,6	21,6
	Producteur BT ≤ 36 kVA	14,7	21,7	27,5	23,7
	Producteur BT > 36 kVA et HTA	73,0	76,0	71,0	89,2

\* Les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

\*\* ND: non disponible.

**2.6.3. « Taux de respect de la date de mise en exploitation »**

• **Définition**

Cet indicateur suit le taux d'affaires où ERDF respecte la date convenue avec le demandeur de raccordement pour la mise en exploitation du raccordement, avec un détail par catégorie de raccordement.

Les catégories de raccordements sont les suivantes :

- raccordement des consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA ;
- raccordement des consommateurs BT > 36 kVA ;
- raccordement des consommateurs collectif BT ;
- raccordement des consommateurs HTA ;
- raccordement des producteurs BT ≤ 36 kVA ;
- raccordement des producteurs BT > 36 kVA et HTA.

L'indicateur correspond au rapport suivant :

*Nombre d'affaires respectant la date convenue de mise en exploitation des ouvrages de raccordement sur le trimestre*

---

*Nombre total de raccordements mis en exploitation sur le trimestre*

• **Périmètre**

Seuls les raccordements dont la maîtrise d'ouvrage est entièrement assurée par ERDF sont concernés par cet indicateur.

La mesure est réalisée sur les affaires de raccordement pour lesquelles la mise en exploitation a été réalisée dans le trimestre.

• **Fréquence de calcul et de transmission à la CRE**

L'indicateur est calculé et transmis à la CRE trimestriellement.

• **Résultats**

Indicateur	Segmentation	T3 2009*	T4 2009	T1 2010	T2 2010
<b>Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages de raccordement</b>	Consommateur individuel BT ≤ 36 kVA	71,1 %	76,8 %	79,1 %	85,4 %
	Consommateur individuel BT > 36 kVA	ND	ND	87,9 %	89,6 %
	Consommateur collectif BT	ND	ND	88,4 %	87,9 %
	Consommateur HTA	ND	ND	84,2 %	86,9 %
	Producteur BT ≤ 36 kVA	85,8 %	76,3 %	70,6 %	77,1 %
	Producteur BT > 36 kVA et HTA	88,1 %	72,2 %	50,0 %	54,6 %

\* Les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

**2.6.4. « Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement BT ≤ 36kVA sans extension »**

• **Définition**

Cet indicateur suit le délai moyen entre la date de réception de l'accord du demandeur (PTF signée + paiement de l'acompte demandé) et la date réelle de mise en exploitation du raccordement.

Il correspond au rapport suivant :

*Somme des délais de réalisation des travaux de raccordement pour toutes les affaires dont la mise en exploitation est intervenue dans le trimestre*

---

*Nombre total d'affaires dont la mise en exploitation est intervenue dans le trimestre*

Le résultat est présenté en distinguant les raccordements des consommateurs BT ≤ 36 kVA et les raccordements des producteurs BT ≤ 36 kVA.

• **Périmètre**

Les raccordements considérés sont ceux dont la maîtrise d'ouvrage est entièrement assurée par ERDF pour tous les raccordements BT ≤ 36 kVA sans extension de réseau.

La mesure est réactualisée sur les affaires de raccordement pour lesquelles la mise en exploitation a été réalisée dans le trimestre.

• **Fréquence de calcul et de transmission à la CRE**

L'indicateur est calculé et transmis à la CRE trimestriellement.

• **Résultats**

Indicateur	T3 2009*	T4 2009	T1 2010	T2 2010
<b>Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement individuels BT ≤ 36 kVA sans extension (en jours ouvrés)</b>	35,1	34,8	38,6	38,9
<b>Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement producteur BT ≤ 36 kVA sans extension (en jours ouvrés)</b>	36,6	33,9	38,8	39,1

\* Les chiffres du 3<sup>e</sup> trimestre 2009 ne concernent que les mois d'août et de septembre.

**2.6.5. « Taux de réalisation des travaux de raccordement pour les catégories de raccordement autres que BT ≤ 36 kVA sans extension »**

• **Définition**

Cet indicateur suit les taux de réalisation des travaux de raccordement par tranche de délai pour les raccordements autres que les raccordements BT ≤ 36 kVA sans extension.

Le délai de réalisation des travaux représente le nombre de jours ouvrés entre la date de réception de l'accord du demandeur (PTF signée + paiement de l'acompte demandé) et la date réelle de mise en exploitation du raccordement.

Le taux de réalisation des travaux de raccordement pour une tranche de délai considéré correspond au rapport entre :

*Nombre d'affaires dont le délai de réalisation des travaux est compris dans la tranche de délai considérée et dont la mise en exploitation est intervenue dans le courant du trimestre considéré*

*Nombre total d'affaires dont la mise en exploitation est intervenue dans le courant du trimestre considéré*

Les résultats sont présentés par tranches de délai, en distinguant les catégories de raccordements suivants :

- raccordement des consommateurs BT ≤ 36 kVA avec extension ;
- raccordement des consommateurs BT > 36 kVA ;
- raccordement des consommateurs HTA ;
- raccordement des producteurs BT > 36 kVA et HTA.

Les tranches de délai de réalisation sont les suivantes :

- inférieur à 2 mois ;
- de 2 mois à 3 mois ;
- de 3 mois à 4 mois ;
- plus de 4 mois.

• **Périmètre**

Les raccordements considérés sont ceux dont la maîtrise d'ouvrage est entièrement assurée par ERDF.

La mesure est réalisée sur les affaires de raccordement pour lesquelles la mise en exploitation a été réalisée dans le trimestre.

• **Fréquence de calcul et de transmission à la CRE**

L'indicateur est calculé et transmis à la CRE trimestriellement.

## • Résultats

Indicateur	Segmentation	Tranche de délai	T3 2009	T4 2009	T1 2010	T2 2010
<b>Délai de réalisation des travaux de raccordement autre que BT ≤ 36 kVA sans extension</b>	Consommateur BT ≤ 36 KVA avec extension	< 2 mois	ND	ND	28,5 %	16,8 %
		de 2 à 3 mois	ND	ND	22,8 %	20,0 %
		de 3 à 4 mois	ND	ND	21,1 %	21,4 %
		plus de 4 mois	ND	ND	27,6 %	41,7 %
	Consommateur BT > 36 kVA	< 2 mois	ND	ND	38,0 %	36,8 %
		de 2 à 3 mois	ND	ND	26,1 %	24,5 %
		de 3 à 4 mois	ND	ND	20,7 %	18,1 %
		plus de 4 mois	ND	ND	15,3 %	20,7 %
	Consommateur HTA	< 2 mois	ND	ND	25,5 %	17,6 %
		de 2 à 3 mois	ND	ND	20,2 %	20,3 %
		de 3 à 4 mois	ND	ND	22,3 %	18,5 %
		plus de 4 mois	ND	ND	31,9 %	43,7 %
	Producteur BT > 36 kVA et HTA	< 2 mois	ND	ND	52,3 %	27,4 %
		de 2 à 3 mois	ND	ND	13,3 %	23,4 %
		de 3 à 4 mois	ND	ND	14,2 %	21,2 %
		plus de 4 mois	ND	ND	20,2 %	27,9 %

Les résultats relatifs au raccordement des producteurs BT ≤ 36 kVA avec extension ne sont pas présentés. Ils ont en effet été jugés non statistique-

ment significatifs du fait d'un très faible nombre d'occurrences.

## 3. GLOSSAIRE ET SIGLES

### 3.1. Glossaire

En **noir** les définitions communes à l'électricité et au gaz.

En **bleu** les définitions spécifiques au gaz.

En **rouge** les définitions spécifiques à l'électricité.

**Accès des tiers au réseau :** droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteurs) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

**Basse tension (BT) :** tension inférieure ou égale à 1 kV.

**Branchement :** dans le cas d'un site ou bâtiment individuel (site industriel ou commercial, pavillon...), ouvrage ou canalisation qui relie la canalisation de distribution ou de transport au poste de livraison ou, en l'absence de poste de livraison, au compteur ; dans le cas d'un bâtiment collectif raccordé au réseau de distribution, canalisation qui relie la conduite montante au compteur.

**Branchement :** ouvrages basse tension (BT) situés à l'amont des bornes de sortie du disjoncteur ou, à défaut, de tout appareil de coupure équipant le point de connexion d'un utilisateur au réseau public et à l'aval du point du réseau BT électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation. Lorsque le raccordement dessert plusieurs utilisateurs à l'intérieur d'une construction, le branchement est constitué des ouvrages BT situés à l'amont des bornes de sortie des disjoncteurs ou, à défaut, des appareils de coupure équipant les points de connexions de ces utilisateurs au réseau public et à l'aval du point du réseau BT électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

**Capacité ferme :** capacité dont l'utilisation est garantie contractuellement par le GRT dans des conditions normales d'exploitation, notamment hors travaux et hors cas de force majeure.

**Capacité journalière :** quantité maximale d'énergie, exprimée en MWh par jour, que le GRT s'engage à acheminer/livrer/enlever chaque jour sur son réseau/en un point de son réseau.

**Catalogue des prestations :** liste publiée par le GRD, sur son site internet, des prestations proposées aux fournisseurs et aux consommateurs finals. Le catalogue indique le tarif applicable, le délai standard de réalisation et les conditions de facturation. Les demandes de prestations émises par les fournisseurs ou par les consommateurs finals sont transmises au GRD.

**Comptagaz 2 :** système d'information de TIGF centralisant les données de comptage aux PITD et aux points de livraison de consommateurs raccordés au réseau de transport.

**Comptage :** mesure de la quantité d'électricité ou de gaz permettant de déterminer l'énergie produite ou consommée.

**Compte de régulation des charges et des produits (CRCP) :** compte fiduciaire extra-comptable où seront placés tout ou partie des trop-perçus et, le cas échéant, tout ou partie des manques à gagner d'un gestionnaire de réseau public. Selon que le solde de ce compte est positif ou négatif, son apurement s'effectue par des diminutions ou des augmentations des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics au cours des années suivantes.

**Compteur :** appareil de mesure de la quantité de gaz ou d'énergie électrique soutirée du réseau par un consommateur final ou injectée sur le réseau par un producteur d'électricité.

**Conformité :**

- **Comptage conforme :** un comptage est considéré comme conforme sur un mois donné s'il n'y a pas plus de 5 jours du mois pour lesquels l'écart, en valeur absolue, entre la mesure provisoire de l'énergie du jour J (transmise en J+1) et la mesure définitive (transmise le 20 du mois suivant) est strictement supérieur à 1 %.
- **Jour non conforme :** un jour est considéré non conforme si l'écart, en valeur absolue, entre la mesure provisoire (transmise au GRD le jour J+1) et la mesure définitive (transmise au GRD le 20 du mois M+1) de la quantité de gaz livrée à l'ensemble des PITD non télérelevés de la zone d'équilibrage est strictement supérieur à 3 %.

**Consommateur final ou client final :** personne, physique ou morale, achetant du gaz naturel ou de l'énergie électrique auprès d'un fournisseur pour son utilisation propre.

**Contrat d'acheminement transport (contrat de transport) et contrat d'acheminement distribution (contrat de distribution) :** contrat conclu entre un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution et un expéditeur transport ou distribution, pour acheminer des quantités d'énergie entre un ou plusieurs points d'entrée et un ou plusieurs points de livraison.

**Contrat d'acheminement distribution (CAD) :** contrat qui détermine les conditions d'acheminement de gaz sur le réseau de distribution en application de la loi 2003-08 du 3 janvier 2003 relative au marché du gaz. Le CAD se compose de conditions générales, de conditions particulières et d'annexes.

**Contrat de conditions de livraison :** contrat conclu entre un gestionnaire de réseau de distribution d'une part et un consommateur final ou un autre gestionnaire de réseau de distribution d'autre part, relatif :

- aux conditions de livraison du gaz naturel (pression, débit...) ;
- aux caractéristiques et régimes de propriété des équipements de livraison (location du poste de livraison, etc.) ;
- aux conditions de détermination des quantités d'énergie livrées.

**Contrat de fourniture :** contrat de vente d'électricité ou de gaz naturel d'un fournisseur à un consommateur final ou à un négociant.

**Contrat GRD-F :** contrat signé entre un GRD et un fournisseur qui définit les obligations et les responsabilités du GRD, du fournisseur et du client final s'agissant de l'accès au réseau de distribution et de son utilisation. Chaque fournisseur doit avoir signé un contrat GRD-F pour pouvoir proposer un contrat unique à ses clients.

**Contrat unique :** contrat passé entre un consommateur final et un fournisseur qui couvre à la fois l'acheminement et la fourniture d'électricité ou de gaz. Pour passer ce type de contrat, le fournisseur doit avoir signé un contrat GRD-F avec le GRD.

**Contrat de raccordement :** contrat conclu entre le GRT ou le GRD et un consommateur final à un point de livraison ou de connexion donné.

**Délai standard de publication :** délai de mise à disposition des données de relevé cyclique dans des conditions normales, exprimé en jours ouvrés.

**Délai standard de réalisation :** délai indicatif pour la réalisation par le GRD des prestations contenues dans le catalogue des prestations.

**Dispositif (local) de mesurage :** ensemble des équipements de mesure, de calcul et de télétransmission localisés en un point quelconque du réseau de transport, en un point de livraison

ou en un point de comptage et d'estimation – y compris le compteur – du réseau de transport ou du réseau de distribution, utilisés par le GRT et le GRD pour déterminer les quantités enlevées en un point d'entrée ou les quantités livrées en un point de livraison.

**Dispositif de comptage :** un dispositif de comptage est constitué de l'ensemble des compteurs d'énergie électrique active et/ou réactive au point de comptage considéré, des armoires, coffrets ou panneaux afférents, ainsi que, le cas échéant, des équipements complémentaires suivants qui lui sont dédiés : réducteurs de mesure basse tension (BT), récepteurs de signaux tarifaires, dispositifs de synchronisation, appareils de mise en forme tarifaire des données de comptage, interfaces de communication pour la relève des compteurs, dispositifs de commande pour la limitation de la puissance appelée, boîtes d'essais.

**ECT (Espace Client Transport) :** site internet sécurisé mis à disposition des expéditeurs par GRTgaz.

**Entreprise locale de distribution (ELD) :** entreprise locale de distribution (distributeur non nationalisé) qui assure la distribution et/ou la fourniture d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé.

**EREG (European Regulators Group for Electricity and Gas) :** créé par la Commission européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003, l'EREG a pour but de conseiller et d'assister la Commission dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie, en contribuant à la mise en œuvre complète des directives et des règlements européens et à la préparation d'une future législation dans les domaines de l'électricité et du gaz. L'EREG comprend la Commission européenne et les régulateurs indépendants des 27 États membres de l'Union européenne. Les États membres de l'Espace économique européen ainsi que les pays candidats à l'adhésion à l'Union y sont invités en tant qu'observateurs. Pour réaliser

ses objectifs, qui font également l'objet d'un programme de travail public, l'EREG dispose d'une structure comparable à celle du CEER. En outre, l'EREG consulte largement les acteurs du secteur de l'énergie pour les questions sur lesquelles il est amené à rendre des avis. Ces avis engagent également la Commission européenne, qui peut ensuite leur donner un caractère contraignant à travers le processus communautaire de la comitologie.

**Expéditeur transport ou expéditeur distribution :** signataire d'un contrat d'acheminement transport ou distribution avec un gestionnaire de réseau transport ou distribution. Un expéditeur transport ou distribution peut être un consommateur final éligible, un fournisseur ou leur mandataire.

**Extension de réseau :** ouvrages électriques, nouvellement créés ou bien créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci, énumérés à l'article 2 du décret n° 2007-1280 du 28 août 2007 relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité.

**Fournisseur :** personne morale, titulaire d'une autorisation, en gaz, ou s'étant déclarée auprès des pouvoirs publics, en électricité, qui alimente au moins un consommateur final en électricité ou en gaz, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée.

**Fournisseur alternatif :** sont considérés comme alternatifs les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

**Fournisseur historique :** les fournisseurs historiques sont EDF, les entreprises locales de distribution (ELD) ainsi que leurs filiales pour

l'électricité ; GDF SUEZ, Tegaz, les ELD ainsi que leurs filiales pour le gaz. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

**Gaz à effet de serre (GES) :** composants gazeux, dont le méthane (principal composant du gaz naturel) fait partie, qui contribuent par leurs propriétés physiques à l'effet de serre. L'augmentation de leur concentration dans l'atmosphère terrestre est un facteur à l'origine du réchauffement climatique.

**Gestionnaire de réseau de transport (GRT) ou de distribution (GRD) :** personne responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau public de transport ou de distribution, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

**Index :** valeur relevée sur le dispositif local de mesurage ou le dispositif de comptage.

**Journée gazière :** période de 23, 24 ou 25 heures consécutives, commençant à 6 heures un jour donné et finissant à 6 heures le jour suivant.

**Liaison :** couple orienté de zones d'équilibrage, auquel sont associés des éléments du prix, et sur lequel est définie une capacité journalière de liaison.

**Mégawattheure (MWh) :** unité dans laquelle sont exprimées les quantités d'énergie, définie par la norme ISO 6976.

**Mise en service :** opération consistant à rendre durablement possible un débit permanent de gaz dans une installation. Deux cas sont possibles :

- **mise en service sur un nouveau site :** le client arrive sur un site nouvellement construit, auquel cas une pose du compteur puis une mise en service de l'installation doivent être opérées. Par exemple, un mécanicien s'installe dans un garage nouvellement construit ;

- **mise en service sur un site existant :** le client arrive sur un site suite au départ d'un autre client, auquel cas la pose du compteur a déjà été effectuée. La mise en service doit être ensuite opérée afin que le client nouvellement arrivé puisse être alimenté en énergie.

**Mise en service sur installation existante :** rattachement contractuel d'un point de connexion au périmètre du fournisseur (et/ou du responsable d'équilibre) et, le cas échéant, déplacement sur site pour rétablir l'alimentation et relever les index.

**Mise hors service :** opération consistant à rendre durablement impossible un débit permanent de gaz dans une installation.

**Moyenne tension (HTA) :** tension supérieure à 1 kV et inférieure ou égale à 50 kV.

**Nomination :** quantité d'énergie, exprimée en kWh (PCS 25 °C) notifiée par l'expéditeur au GRT chaque jour que l'expéditeur demande au GRT d'enlever, d'acheminer ou de livrer. Par extension, le verbe « nominer » définit le fait de notifier au GRT une nomination.

**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 via un site internet sécurisé la communication entre le GRD et les fournisseurs.

**Option tarifaire :** le tarif d'acheminement comprend quatre options principales : (i) trois options sans souscription dites « T1 », « T2 » et « T3 », de type binôme, comprenant chacune un abonnement annuel et un terme proportionnel aux quantités livrées et (ii) une option à souscription dite « T4 » de type trinôme, comprenant un abonnement annuel, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel aux quantités livrées. Il existe également une option « TP » à souscription dite « Tarif de Proximité », comprenant un abon-

ment annuel, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance à vol d'oiseau au réseau de transport le plus proche. Enfin, une option « TF » dite « Tarif Forfaitaire » existe pour certaines situations exceptionnelles (PCE non équipés de compteur individuel). L'option tarifaire est choisie par le fournisseur.

**Ouvrages de raccordement (gaz) :** canalisations et installations assurant le raccordement d'un consommateur final ou d'un réseau de distribution à un réseau de transport ou de distribution de gaz. Ces ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou de plusieurs des éléments suivants : branchement, poste de livraison, extension de réseau de distribution.

**Ouvrages de raccordement (électricité) :** tout élément de réseau électrique concourant à la connexion d'une installation privée d'un utilisateur au réseau public de transport ou de distribution l'électricité.

**Point de connexion :** le ou les point(s) de connexion d'un utilisateur au réseau public coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public de transport ou de distribution d'électricité.

**Point d'entrée :** point d'un réseau de transport ou de distribution où un expéditeur transport ou distribution met du gaz à disposition d'un gestionnaire de réseau de transport ou distribution en exécution d'un contrat acheminement transport ou distribution signé avec lui.

**Point d'interconnexion des réseaux (PIR) :** point physique ou notionnel d'interconnexion des réseaux de transport principaux de deux GRT.

**Point d'interface transport/distribution (PITD) :** point où le gaz acheminé par un gestionnaire de réseau de transport est pris en charge par le gestionnaire d'un réseau de distribution. Il cor-

respond à un poste de livraison entre le réseau de transport et le réseau de distribution.

**Point d'interface transport/stockage (PITS) :** point physique ou notionnel d'interconnexion entre un réseau de transport et un groupement de stockage.

**Point d'interface transport/terminal méthanier (PITTM) :** point physique ou notionnel d'interconnexion entre un réseau de transport et un ou plusieurs terminaux méthaniers.

**Point de comptage ou d'estimation (PCE) :** point d'un réseau de transport ou de distribution où une quantité d'énergie est déterminée à partir de compteurs ou d'estimations. Il correspond à un point physique d'un poste de livraison auquel est associée une quantité acheminée et où est placé, sauf exception, le dispositif local de mesurage.

**Point de livraison :** point d'un réseau de transport ou de distribution où un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution met du gaz à la disposition d'un expéditeur, d'un consommateur final ou d'un autre gestionnaire de réseau. En distribution, il correspond généralement à un point de comptage ou d'estimation (PCE) ; il peut cependant être composé de plusieurs PCE à la condition que ceux-ci soient en aval d'un même branchement individuel, appartiennent à un même poste de livraison et que le gaz livré soit destiné à servir, après transformation, à la satisfaction des besoins du même utilisateur final sur un même site. Physiquement, la livraison se fait à la bride aval d'un poste de livraison ou, en l'absence de poste de livraison, à la bride aval d'un compteur.

**Point de sortie :** point du réseau de transport de gaz naturel servant d'interface entre un réseau de transport principal et un réseau de transport régional.

**Poste de livraison :** installation située à l'aval d'un réseau de transport ou de distribution,

assurant une ou plusieurs des fonctions suivantes : détente, régulation de pression et comptage. Un poste de livraison permet de livrer du gaz à un réseau de distribution ou à un consommateur final. Il peut dans certains cas se composer du seul compteur.

**Pression :** suivant la nature du réseau, trois niveaux de pression sont généralement utilisés dans l'industrie du gaz :

- pour les grands transports internationaux, les pressions sont comprises entre 60 et 100 bar ;
- pour les réseaux français de transport principal et régional, de 40 à 80 bar ;
- pour les réseaux de distribution, on distingue la moyenne pression (de 400 mbar à 4 bar) et la basse pression, alimentant directement les consommateurs domestiques, (inférieure ou égale à 50 mbar).

**Profil :** courbe de répartition, journalière en gaz et demi-horaire en l'électricité, réputée de la consommation annuelle d'un client final. Le profil est attribué par le GRD. En gaz, les profils sont utilisés notamment entre deux relevés pour estimer les quantités journalières d'un point de comptage et d'estimation. En gaz, la liste des profils est publiée sur le site du GTG2007.

**Profilage :** désigne la méthode utilisée par les GRD pour estimer les consommations ou les productions, au pas demi-horaire en électricité et journalier en gaz, des sites qui ne sont équipés que de compteurs à index. Cette méthode est basée sur la détermination, pour des catégories de clients, de la forme réputée de leur consommation (les profils).

**Proposition technique et financière de raccordement (PTF) :** présente les résultats de l'étude de raccordement et la solution technique envisagée pour répondre à la demande de raccordement. Elle expose également le délai de mise à disposition du raccordement ainsi que le montant de la contribution dont le demandeur sera redevable.

**Quantités d'énergie :** contenu énergétique d'une quantité de gaz ou l'électricité, exprimé en MWh ou en kWh. En gaz, il est calculé selon le pouvoir calorifique supérieur (PCS) du gaz.

**Quantités estimées :** quantités d'énergie établies au moyen du système de profilage, conformément à la procédure GTG2007 « Règles d'allocation des quantités aux interfaces transport/distribution ».

**Quantités livrées :** quantités d'énergie correspondant à la somme des quantités déterminées lors des relevés des points de comptage et d'estimation et des éventuelles quantités corrigées. Par exception, dans le cas des points de comptage et d'estimation soumis à l'option tarifaire TF, la quantité livrée est déterminée forfaitairement.

**Quantités mesurées :** quantités d'énergie provenant des relevés réalisés au moyen du dispositif local de mesure, selon les fréquences de relève et calculées au moyen du système de mesure.

**Raccordement :** action qui permet de relier physiquement un utilisateur au réseau.

**Relève (gaz) :**

- télérelève dite « J/J » : la mesure d'énergie livrée est quotidienne et l'index contenant cette mesure est relevé par le GRD tous les jours ;
- télérelève dite « J/M » : 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 ;
- relève dite « M/M » : la mesure d'énergie livrée est mensuelle et l'index contenant cette mesure est relevé mensuellement par le GRD ;
- relève dite « 6M/6M » : la mesure d'énergie livrée est semestrielle et l'index contenant cette mesure est relevé semestriellement par le GRD.

### **Relève (électricité) :**

- télérelève à courbe de mesure : la quantité d'énergie consommée ou produite est enregistrée toutes les 10 minutes et télérelevée mensuellement par le GRD ;
- relève mensuelle sur index : la quantité d'énergie consommée ou produite est relevée tous les mois par le GRD ;
- relève semestriellement sur index : la quantité d'énergie consommée ou produite est relevée tous les 6 mois par le GRD.

### **Réseau de transport principal, régional et de distribution de gaz :**

- le réseau de transport principal est un ensemble de canalisations à haute pression et de grand diamètre, qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniens, et auquel sont raccordés les réseaux de transport régionaux, les réseaux de distribution et les plus importants consommateurs industriels ;
- le réseau de transport régional est une partie du réseau de transport qui assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les consommateurs finals de consommation importante, raccordés à celle-ci ;
- le réseau de distribution est un ensemble de canalisations à moyenne et basse pression, qui assure l'acheminement du gaz vers les consommateurs finals et éventuellement vers d'autres réseaux de distribution. Il est constitué principalement de canalisations de distribution, de branchements, de conduites montantes, d'organes de détente et de comptage, de robinets et d'accessoires.

**Réseau de transport et de distribution d'électricité :** réseau conçu pour le transit de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes

de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle-commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive. On distingue trois hiérarchies de réseaux :

- le réseau de grand transport et d'interconnexion qui achemine, en 400 kV ou 225 kV de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte ;
- les réseaux régionaux de répartition qui répartissent l'énergie au niveau des régions qui alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels en 225 kV, 90 kV et 63 kV ;
- les réseaux de distribution à 20 kV et 400 V, qui desservent les consommateurs finals en moyenne tension (PME et PMI) ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire, petite industrie).

**Résilience :** sortie contractuelle d'un point de connexion du périmètre du fournisseur (et/ou du responsable d'équilibre) et, le cas échéant, déplacement sur site pour suspendre l'alimentation et relever les index.

**Responsable d'équilibre (RE) :** personne morale ayant signé avec RTE un accord de participation pour la qualité de responsable d'équilibre, en application duquel les signataires s'obligent l'un envers l'autre à compenser financièrement les écarts constatés a posteriori, dans le périmètre d'équilibre, entre l'électricité injectée et l'électricité consommée. Les écarts négatifs doivent être compensés financièrement par le RE à RTE, et les écarts positifs doivent être compensés financièrement par RTE au RE.

**SGE (Système de Gestion des Échanges) :** interface unique mis en place par ERDF et accessible à tous les fournisseurs ayant signé un contrat GRD-F avec ERDF qui permet de centraliser et automatiser les relations entre ERDF et les fournisseurs.

**SIAG (Système d'Information d'Accès au Gaz) :** système d'information de GrDF de gestion des raccordements et des processus clients associés.

**Station de compression:** installation industrielle visant à comprimer le gaz pour effectuer son transport par canalisation.

**Stockage de gaz:** ensemble des installations permettant de constituer une réserve de gaz, sous forme gazeuse (stockage souterrain) ou sous forme de gaz naturel liquéfié (GNL) (stockage en réservoirs de surface).

**Stockage souterrain:** formations géologiques (nappes aquifères ou dômes de sel) utilisées pour le stockage des hydrocarbures gazeux.

**Système de profilage:** combinaison pour un point de comptage et d'estimation de son profil corrigé des conditions climatiques et de sa consommation annuelle prévisible, permettant d'allouer une consommation journalière au dit point de comptage et d'estimation afin de répartir les quantités amenées au PITD par le GRT pour le compte des expéditeurs.

**Tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité (TURPE):** ces tarifs sont réglementés (approuvés par le gouvernement sur proposition de la CRE) et s'appliquent

à l'identique à tous les clients. Ce poste de la facture n'est donc pas négociable avec le fournisseur, et son montant doit figurer sur les factures. Même si le fournisseur peut présenter ses formules de prix de façon intégrée (part « fourniture » + part « accès au réseau »), le coût de l'utilisation du réseau est facturé au fournisseur par le gestionnaire de réseau auquel est raccordé le consommateur.

**Terminal méthanier:** installation qui assure la réception et le stockage du gaz naturel liquéfié (GNL) ainsi que son expédition vers le réseau de transport principal, après re-gaéozification du GNL.

**Tétra:** site internet sécurisé mis à disposition des expéditeurs par TIGF.

**Zone d'équilibrage transport (ZET):** zone géographique du réseau de transport principal sur laquelle l'expéditeur doit assurer l'équilibrage journalier de son bilan d'entrée et de sortie de gaz.

**Zone de sortie:** regroupement géographique de points de livraison appartenant à la même zone d'équilibrage, et caractérisé par le même tarif de sortie.

### 3.2. Sigles

**AGNRC** : Accueil Gaz Naturel Raccordement et Conseil

**ATRD** : Accès des tiers aux réseaux de distribution

**ARTT** : Accès des tiers aux réseaux de transport

**CAD** : Contrat d'acheminement distribution

**CAT** : Contrat d'acheminement transport

**CRE** : Commission de régulation de l'énergie

**CRCP** : Compte de régulation des charges et des produits

**ECT** : Espace client transport

**ELD** : Entreprse locale de distribution

**ERDF** : Électricité réseau distribution France

**ERGEG** : European Regulators Group for Electricity and Gas

**GES** : Gaz à effet de serre

**GRD** : Gestionnaire de réseau de distribution

**GrDF** : Gaz réseau distribution France

**GRT** : Gestionnaire de réseau de transport

**GTC** : groupe de travail Consommateurs

**GTG** : groupe de travail Gaz

**GWh** : Gigawattheure

**kV** : kilovolt

**kWh** : kilowattheure

**MWh** : mégawattheure

**OMEGA** : Ouverture des Marché de l'Énergie et Gestion de l'Acheminement

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

**PIR** : Point d'interconnexion des réseaux

**PITD** : Point d'interface transport/distribution

**PITTM** : Point d'interface transport/terminal méthanier

**PITS** : Point d'interface transport/stockage

**PTF** : Proposition technique et financière de raccordement

**RTE** : Réseau de transport d'électricité

**SGE** : Système de Gestion des Échanges

**SIAG** : Système d'Information d'Accès au Gaz

**TURPE** : Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

**TURPE 3** : 3<sup>e</sup> tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2009

**ZET** : Zone d'équilibrage transport

## 4. INDEX DES FIGURES

**Figure 1** : Le réseau de transport de gaz ..... 9

**Figure 2** : Le réseau de distribution ..... 11

**Figure 3** : Schéma de l'organisation entre les différents acteurs gaziers des thèmes analysés ..... 14

**Figure 4** : Schéma de l'organisation entre les différents acteurs du secteur électrique des thèmes analysés ..... 15

**Figure 5** : Périmètre d'analyse du rapport ..... 17

**Figure 6** : Nombre de rendez-vous planifiés et non respectés par GrDF ..... 22

**Figure 7** : Nombre de rendez-vous planifiés avec GrDF et non respectés par le consommateur final ..... 23

**Figure 8** : Nombre de rendez-vous planifiés avec les ELD et non respectés par le consommateur final du 01/07/09 au 30/06/10 ..... 23

**Figure 9** : Mise en service GrDF : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai standard ..... 24

**Figure 10** : Mise en service Régaz et Réseau GDS : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai standard ..... 25

**Figure 11** : Mise hors service GrDF : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai standard ..... 26

**Figure 12** : Mise hors service Régaz et Réseau GDS : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai standard ..... 26

**Figure 13** : Changement de fournisseur GrDF : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai standard ..... 27

**Figure 14** : Mise hors service Régaz et Réseau GDS : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai standard ..... 28

**Figure 15** : Raccordement GrDF : délai de réalisation et taux de réalisation dans le délai convenu ..... 29

**Figure 16** : Réclamations de consommateurs finals GrDF : nombre et taux de réponse dans les 30 jours calendaires ..... 32

<b>Figure 17</b> : Réclamations de consommateurs finals ELD : taux de réponse dans les 30 jours calendaires.....	33
<b>Figure 18</b> : Réclamations de consommateurs finals ELD : nombre du 01/07/09 au 30/06/10.....	33
<b>Figure 19</b> : Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals GrDF - Numéro « sécurité dépannage ».....	34
<b>Figure 20</b> : Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals ELD - Numéro « accueil ».....	35
<b>Figure 21</b> : Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals Régaz et GEG - Numéro « sécurité dépannage ».....	35
<b>Figure 22</b> : Taux de disponibilité du portail fournisseurs OMEGA de GrDF.....	38
<b>Figure 23</b> : Taux de disponibilité du portail fournisseurs de Régaz et GEG.....	39
<b>Figure 24</b> : Taux de publication par le portail OMEGA de GrDF des relèves J/J-J/M, M/M et 6M/6M.....	40
<b>Figure 25</b> : Délai de publication par Régaz des relèves J/J-J/M et M/M aux fournisseurs et de transmission des allocations mensuelles au GRT.....	41
<b>Figure 26</b> : Taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs de GrDF.....	42
<b>Figure 27</b> : Taux de traitement des rejets du mois sur le mois suivant de GrDF.....	42
<b>Figure 28</b> : Réclamations de fournisseurs GrDF : nombre et taux de réponse dans les 30 jours calendaires.....	43
<b>Figure 29</b> : Réclamations de fournisseurs ELD : taux de réponse dans les 30 jours calendaires.....	44
<b>Figure 30</b> : Réclamations de fournisseurs ELD : nombre du 01/07/09 au 30/06/10.....	44
<b>Figure 31</b> : Taux de relèves 4M/4M sur index réel de Régaz.....	45
<b>Figure 32</b> : Taux de disponibilité du portail des GRT.....	49
<b>Figure 33</b> : Qualité des mesures des quantités de gaz télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport.....	50
<b>Figure 34</b> : Délai moyen de traitement par les GRT des demandes des expéditeurs de réservation de capacité sur le réseau principal.....	51
<b>Figure 35</b> : Qualité des données de relèves J/J transmises par GrDF aux GRT pour les allocations journalières aux PITD.....	56
<b>Figure 36</b> : Qualité des données de relèves J/J transmises par Régaz et Réseau GDS aux GRT pour les allocations journalières aux PITD.....	56
<b>Figure 37</b> : Qualité des données de relèves J/J-J/M transmises par Régaz aux fournisseurs et au GRT pour les allocations mensuelles aux PITD.....	57
<b>Figure 38</b> : Délai de transmission aux GRT par GrDF des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD.....	58
<b>Figure 39</b> : Délai de transmission aux GRT par Régaz et Réseau GDS des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD.....	59
<b>Figure 40</b> : Qualité des mesures provisoires de quantités de gaz livrées aux PITD.....	62
<b>Figure 41</b> : Qualité des mesures provisoires de quantités de gaz télérelevées aux PITD.....	63
<b>Figure 42</b> : Qualité des mesures provisoires de quantités de gaz estimées aux PITD.....	63
<b>Figure 43</b> : Délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD.....	64
<b>Figure 44</b> : Émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère par les GRT.....	67
<b>Figure 45</b> : Nombre de réclamations par nature - consommateurs résidentiels.....	72
<b>Figure 46</b> : Nombre de réclamations par nature - petits consommateurs professionnels.....	72
<b>Figure 47</b> : Nombre de réclamations par nature - consommateurs industriels.....	73

<b>Figure 48</b> : Nombre de réclamations par nature - producteurs.....	73	<b>Figure 62</b> : Taux de PTF envoyées hors délai - producteurs BT ≤ 36 kVA.....	89
<b>Figure 49</b> : Taux de réponse aux réclamations des utilisateurs de réseau dans un délai de 30 jours.....	74	<b>Figure 63</b> : Délai moyen d'envoi des PTF en jours ouvrés - producteurs BT ≤ 36 kVA.....	89
<b>Figure 50</b> : Délai de réalisation d'une mise en service sur installation existante - consommateurs résidentiels.....	77	<b>Figure 64</b> : Taux de PTF envoyées hors délai - consommateurs collectifs BT.....	90
<b>Figure 51</b> : Délai de réalisation d'une résiliation - consommateurs résidentiels.....	77	<b>Figure 65</b> : Taux de PTF envoyées hors délai - consommateurs individuels BT > 36 kVA.....	90
<b>Figure 52</b> : Délai de réalisation d'une mise en service sur installation existante - petits consommateurs professionnels.....	79	<b>Figure 66</b> : Taux de PTF envoyées hors délai - consommateurs HTA.....	91
<b>Figure 53</b> : Délai de réalisation d'une résiliation - petits consommateurs professionnels résidentiels.....	79	<b>Figure 67</b> : Taux de PTF envoyées hors délai - producteurs BT > 36 kVA et HTA.....	92
<b>Figure 54</b> : Délai de réalisation d'une mise en service sur installation existante - consommateurs industriels.....	80	<b>Figure 68</b> : Délai moyen d'envoi des PTF en jours ouvrés - producteurs BT > 36 kVA et HTA.....	92
<b>Figure 55</b> : Délai de réalisation d'une résiliation - consommateurs industriels.....	80	<b>Figure 69</b> : Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement en jours ouvrés - consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA (sans extension).....	93
<b>Figure 56</b> : Délai de réalisation d'un changement de fournisseur - consommateurs résidentiels.....	82	<b>Figure 70</b> : Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement en jours ouvrés - producteurs BT ≤ 36 kVA (sans extension).....	93
<b>Figure 57</b> : Délai de réalisation d'un changement de fournisseur - petits consommateurs professionnels.....	82	<b>Figure 71</b> : Moyenne du taux de réalisation des travaux de raccordement par tranche de délai (T1 et T2 2010) - consommateurs BT ≤ 36 KVA (avec extension).....	94
<b>Figure 58</b> : Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ERDF ayant donné lieu au versement d'une compensation financière suite à réclamation.....	83	<b>Figure 72</b> : Moyenne du taux de réalisation des travaux de raccordement par tranche de délai (T1 et T2 2010) - consommateurs BT > 36 kVA.....	95
<b>Figure 59</b> : Taux d'accessibilité de l'accueil « raccordement électricité ».....	86	<b>Figure 73</b> : Moyenne du taux de réalisation des travaux de raccordement par tranche de délai (T1 et T2 2010) - consommateurs HTA.....	96
<b>Figure 60</b> : Taux de PTF envoyées hors délai - consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA.....	88	<b>Figure 74</b> : Moyenne des délais de réalisation des travaux de raccordement par tranche de délai (T1-T2 2010) - producteurs BT > 36 kVA et HTA.....	96
<b>Figure 61</b> : Délai moyen d'envoi des PTF en jours ouvrés - consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA.....	88	<b>Figure 75</b> : Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation - consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA.....	97

<b>Figure 76</b> : Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation - producteurs BT $\leq$ 36 kVA.....	98
<b>Figure 77</b> : Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation - consommateurs collectifs BT, BT > 36 kVA et HTA.....	99
<b>Figure 78</b> : Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation - producteurs BT > 36 kVA et HTA.....	99
<b>Figure 79</b> : Taux de disponibilité hebdomadaire du portail fournisseurs d'ERDF.....	102
<b>Figure 80</b> : Nombre de rendez-vous manqués non respectés par les GRD ayant donné lieu à une compensation financière.....	109
<b>Figure 81</b> : Taux de mises en service et de résiliations/mises hors service réalisées dans les délais catalogue.....	109
<b>Figure 82</b> : Taux de résiliations/mises hors service réalisées dans les délais catalogue.....	110
<b>Figure 83</b> : Taux de réponse aux réclamations dans un délai de 30 jours pour GrDF et ERDF.....	111
<b>Figure 84</b> : Taux de réponse aux réclamations dans un délai de 30 jours pour les ELD.....	111
<b>Figure 85</b> : Taux d'accessibilité de centre d'appel « accueil raccordement » de GrDF et d'ERDF.....	113
<b>Figure 86</b> : Taux d'accessibilité de centre d'appel « accueil raccordement » des ELD.....	113
<b>Figure 87</b> : Taux de disponibilité des portails fournisseurs de GrDF et d'ERDF.....	114
<b>Figure 88</b> : Taux de disponibilité des portails fournisseurs de Régaz et GEG.....	114
<b>Figure 89</b> : Taux de disponibilité des portails de GRTgaz et de TIGF.....	115

## 5. TABLE DES MATIÈRES

<b>SYNTHÈSE DU RAPPORT</b> .....	1
<b>CHAPITRE 1 : MISE EN PLACE D'UNE RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GRD ET DES GRT</b> .....	6
<b>1. Le transport et la distribution de gaz naturel en France</b> .....	8
<b>2. Le secteur électrique en France</b> .....	10
<b>3. La régulation incitative de la qualité de service des GRD et des GRT</b> .....	12
<b>4. Un mécanisme évolutif en gaz et en électricité</b> .....	16
<b>5. Le suivi de la qualité de service</b> .....	16
<b>CHAPITRE 2 : ANALYSE DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GRD ET GRT DE GAZ</b> .....	18
<b>1. Qualité de service vis-à-vis des consommateurs finals raccordés aux réseaux de distribution</b> .....	20
<b>1.1. Prestations fournies par les GRD</b> .....	20
<b>1.1.1. Présentation et enjeux</b> .....	20
<b>1.1.2. Tendances générales et événements remarquables</b> .....	21
<b>1.1.3. Bilan sur les incitations financières</b> .....	29
<b>1.1.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service</b> .....	30
<b>1.1.5. Synthèse</b> .....	30

1.2. Relations entre les GRD et les consommateurs finals.....	31	3.1.1. Présentation et enjeux.....	55
1.2.1. Présentation et enjeux.....	31	3.1.2. Tendances générales et événements remarquables.....	55
1.2.2. Tendances générales et événements remarquables.....	31	3.1.3. Bilan sur les incitations financières.....	59
1.2.3. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service.....	36	3.1.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service.....	59
1.2.4. Synthèse.....	36	3.1.5. Synthèse.....	60
<b>2. Qualité de service vis-à-vis des fournisseurs et des expéditeurs.....</b>	<b>36</b>	<b>3.2. Données transmises par les GRT aux GRD pour le calcul des allocations.....</b>	<b>61</b>
2.1. Relation entre les GRD et les fournisseurs.....	36	3.2.1. Présentation et enjeux.....	61
2.1.1. Présentation et enjeux.....	36	3.2.2. Tendances générales et événements remarquables.....	61
2.1.2. Tendances générales et événements remarquables.....	39	3.2.3. Bilan sur les incitations financières.....	64
2.1.3. Bilan sur les incitations financières.....	45	3.2.4. Synthèse.....	65
2.1.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service.....	46	<b>4. Impact environnemental de l'activité des opérateurs de réseaux gaziers.....</b>	<b>65</b>
2.1.5. Synthèse.....	47	4.1. Présentation et enjeux.....	65
2.2. Relation entre les GRT et les expéditeurs.....	47	4.2. Tendances générales et événements remarquables.....	66
2.2.1. Présentation et enjeux.....	47	4.3. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service.....	66
2.2.2. Tendances générales et événements remarquables.....	48	4.4. Synthèse.....	67
2.2.3. Bilan sur les incitations financières.....	50	<b>CHAPITRE 3 : ANALYSE DE LA QUALITÉ DE SERVICE D'ERDF.....</b>	<b>68</b>
2.2.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service.....	51	<b>1. Qualité de service vis-à-vis des utilisateurs de réseau.....</b>	<b>70</b>
2.2.5. Synthèse.....	52	1.1. Relation d'ERDF avec les utilisateurs de réseau.....	70
2.3. Respect par les GRT de leur programme de maintenance.....	52	1.1.1. Présentation et enjeux.....	70
2.3.1. Présentation et enjeux.....	52	1.1.2. Tendances générales et événements remarquables.....	71
2.3.2. Tendances générales et événements remarquables.....	53	1.1.2.1. Nombre de réclamations par nature.....	71
<b>3. Qualité des échanges entre les opérateurs dans le cadre du calcul des allocations des quantités de gaz à l'interface transport/distribution.....</b>	<b>54</b>	1.1.2.2. Délai de réponse d'ERDF aux réclamations des utilisateurs de réseau.....	74
3.1. Données transmises par les GRD aux GRT pour le calcul des allocations.....	55	1.1.3. Bilan des incitations financières.....	74
		1.1.4. Synthèse.....	75

<b>1.2. Prestations relatives</b>			
au développement du marché.....	75		
1.2.1. Présentation et enjeux.....	75		
1.2.2. Tendances générales et événements remarquables.....	76		
1.2.2.1. Délai de réalisation d'une mise en service sur installation existante et d'une résiliation.....	76		
1.2.2.2. Délai de réalisation d'un changement de fournisseur.....	81		
1.2.2.3. Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ERDF.....	83		
1.2.3. Bilan des incitations financières.....	83		
1.2.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service.....	84		
1.2.5. Synthèse.....	84		
<b>1.3. Prestations de raccordement.....</b>	84		
1.3.1. Présentation et enjeux.....	84		
1.3.2. Tendances générales et événements remarquables.....	86		
1.3.2.1. Accessibilité de l'accueil « raccordement électricité ».....	86		
1.3.2.2. Délai d'envoi des PTF.....	87		
1.3.2.3. Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement.....	91		
1.3.2.4. Taux de réalisation des travaux de raccordement par tranche de délai.....	94		
1.3.2.5. Respect de la date convenue de mise en exploitation.....	97		
1.3.3. Bilan des incitations financières.....	98		
1.3.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service.....	100		
1.3.5. Synthèse.....	100		
<b>2. Qualité de service vis-à-vis des fournisseurs.....</b>	101		
<b>2.1. Relation d'ERDF</b>			
avec les fournisseurs.....	101		
2.1.1. Présentation et enjeux.....	101		
2.1.2. Tendances générales et événements remarquables.....	101		
2.1.2.1. Taux de disponibilité du portail fournisseurs.....	101		
2.1.2.2. Taux d'accessibilité de la ligne spécialisée fournisseur.....	102		
2.1.3. Bilan des incitations financières.....	102		
2.1.4. Synthèse.....	103		
<b>2.2. Prestations relatives à la relève.....</b>	103		
2.2.1. Présentation et enjeux.....	103		
2.2.2. Tendances générales et événements remarquables.....	104		
2.2.2.1. Taux de compteurs avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA.....	104		
2.2.2.2. Taux d'absence au relevé 3 fois et plus des consommateurs BT ≤ 36 kVA.....	104		
2.2.2.3. Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT > 36 kVA et HTA.....	104		
2.2.2.4. Taux de publication sur SGE des relevés et des factures des consommateurs BT > 36 kVA et HTA dans les délais.....	104		
2.2.2.5. Respect du délai de transmission des courbes de mesures demi-horaires de chaque responsable d'équilibre.....	105		
2.2.3. Bilan des incitations financières.....	105		
2.2.4. Évolution du mécanisme de suivi de la qualité de service.....	105		
2.2.5. Synthèse.....	105		
		<b>CHAPITRE 4 : COMPARAISON DES PERFORMANCES ENTRE LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE GAZ ET D'ÉLECTRICITÉ.....</b>	106
		<b>1. Présentation et enjeux.....</b>	108
		<b>2. Tendances générales et événements remarquables.....</b>	108
		<b>3. Synthèse.....</b>	115

## CHAPITRE 5 : BILAN DES INCITATIONS FINANCIÈRES DES OPÉRATEURS

<b>1. GrDF (1<sup>er</sup> juillet 2009 - 30 juin 2010)</b>	118
<b>2. ELD de gaz naturel (1<sup>er</sup> juillet 2009 - 30 juin 2010)</b>	119
<b>3. GRTgaz (2009)</b>	119
<b>4. GRTgaz (1<sup>er</sup> semestre 2010)</b>	120
<b>5. TIGF (2009)</b>	120
<b>6. TIGF (1<sup>er</sup> semestre 2010)</b>	120
<b>7. ERDF (1<sup>er</sup> août 2009 - 31 décembre 2009)</b>	121

## CHAPITRE 6 : ANNEXES

### 1. Description et résultats détaillés des indicateurs « gaz »

<b>1.1. Qualité de service vis-à-vis des consommateurs finals raccordés aux réseaux de distribution</b>	124
<b>1.1.1. Prestations fournies par les GRD</b>	124
1.1.1.1. « Nombre de rendez-vous manqués du fait du GRD » et « Montant des indemnités versées suite à réclamation pour rendez-vous non tenus du fait du GRD »	124
1.1.1.2. « Nombre de rendez-vous manqués par le consommateur final » et « Montant des pénalités facturées pour rendez-vous non tenus du fait du consommateur final »	127
1.1.1.3. « Délai de réalisation d'une mise en service » et « Taux de mise en service réalisée dans le délai standard »	129
1.1.1.4. « Délai de réalisation d'une mise hors service » et « Taux de mises hors service réalisées dans le délai standard »	133

1.1.1.5. « Délai de réalisation d'un changement de fournisseur » et « Taux de changements de fournisseur réalisés dans le délai standard »

1.1.1.6. « Délai moyen de réalisation d'un raccordement » et « Taux de raccordement réalisé dans le délai »

#### 1.1.2. Relation entre les GRD

et les consommateurs finals

1.1.2.1. « Nombre de réclamations de consommateurs finals par nature » et « Taux de réponse aux réclamations de consommateurs finals dans les 30 jours calendaires »

1.1.2.2. « Taux d'accessibilité du centre d'appel pour les consommateurs finals »

### 1.2. Qualité de service vis-à-vis des fournisseurs et des expéditeurs : relation entre les GRD et les fournisseurs

1.2.1. « Taux de disponibilité du portail fournisseurs »

1.2.2. « Délai de publication des relèves J/J-J/M (télérelevés journaliers) » et « Délai de publication des relèves M/M (relevés mensuels) »

1.2.3. « Délai de publication des relèves J/J-J/M et M/M aux fournisseurs et de transmission des allocations mensuelles au GRT »

1.2.4. « Taux de publication par OMEGA pour les relèves J/J-J/M », « Taux de publication par OMEGA pour les relèves M/M » et « Taux de publication par OMEGA pour les relèves 6M/6M »

1.2.5. « Taux d'écart de périmètre contractuel »

1.2.6. « Taux de traitement des rejets du mois le mois suivant »

1.2.7. « Nombre de réclamations de fournisseurs par nature », « Taux de réponse aux réclamations de fournisseurs dans les 30 jours calendaires » et « Montant des indemnités liées aux réclamations non traitées dans le délai objectif »	159
1.2.8. « Taux de relèves 6M/6M (4M/4M) sur index réel »	165
<b>1.3. Relation entre les GRT et les expéditeurs</b>	166
1.3.1. « Taux de disponibilité du portail des GRT »	166
1.3.2. « Conformité des quantités de gaz télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport »	167
1.3.3. « Délai de traitement par les GRT des demandes des expéditeurs de réservation de capacités sur le réseau principal »	168
<b>1.4. Respect par les GRT de leur programme de maintenance : « Réduction des capacités disponibles », « Respect du programme de maintenance annuel publié au début de l'année par le GRT », « Respect du programme de maintenance publié en M-2 par le GRT »</b>	169
<b>1.5. Qualité des échanges entre les opérateurs dans le cadre du calcul des allocations des quantités de gaz à l'interface transport/distribution</b>	176
1.5.1. Données transmises par GrDF aux GRT pour le calcul des allocations	176
1.5.1.1. « Qualité des données de relèves J/J transmis aux GRT pour les allocations journalières aux PITD »	176
1.5.1.2. « Délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD »	178
1.5.2. Données transmises par les GRT aux GRD pour le calcul des allocations	180
1.5.2.1. « Qualité des mesures provisoires de quantité de gaz livrée aux PITD transmises aux GRD pour le calcul des allocations provisoires »	180
1.5.2.2. « Qualité des quantités télérelevées aux PITD »	182
1.5.2.3. « Qualité des quantités estimées aux PITD »	183
1.5.2.4. « Délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD »	184
1.5.3. Impact environnemental de l'activité des opérateurs : « Émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère » et « Émissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé »	185
<b>2. Description et résultats détaillés des indicateurs « électricité »</b>	187
2.1. Indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière	187
2.1.1. « Nombre de rendez-vous planifiés non respectés par ERDF ayant donné lieu au versement d'une compensation financière suite à réclamation »	187
2.1.2. « Taux de réponse aux réclamations des utilisateurs de réseau dans un délai de 30 jours »	188
2.1.3. « Taux de propositions techniques et financières de raccordement envoyées hors délai »	189
2.1.4. « Délai de transmission à RTE des courbes de mesures demi-horaires de chaque responsable d'équilibre »	190
2.1.5. « Taux de disponibilité du portail fournisseurs »	191

<b>2.2.</b> Indicateurs faisant l'objet d'un suivi relatifs aux interventions.....	193	<b>2.6.</b> Indicateurs faisant l'objet d'un suivi relatifs au raccordement.....	204
2.2.1. « Délai de réalisation d'une mise en service sur installation existante ».....	193	2.6.1. « Taux d'accessibilité des accueils raccordement électricité ».....	204
2.2.2. « Délai de réalisation d'une résiliation ».....	195	2.6.2. « Délai moyen d'envoi de la proposition technique et financière de raccordement ».....	205
2.2.3. « Délai de réalisation d'un changement de fournisseur ».....	197	2.6.3. « Taux de respect de la date de mise en exploitation ».....	206
<b>2.3.</b> Indicateur faisant l'objet d'un suivi relatif aux relations avec les utilisateurs : « Nombre de réclamations par nature et par catégorie d'utilisateurs ».....	199	2.6.4. « Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement BT ≤ 36kVA sans extension ».....	207
<b>2.4.</b> Indicateur faisant l'objet d'un suivi relatif aux relations avec les fournisseurs : « Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs ».....	201	2.6.5. « Taux de réalisation des travaux de raccordement pour les catégories de raccordement autres que BT ≤ 36 kVA sans extension ».....	208
<b>2.5.</b> Indicateurs faisant l'objet d'un suivi relatifs à la relève et à la facturation.....	201	<b>3. Glossaire et sigles</b> .....	210
2.5.1. « Taux de compteurs avec un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT ≤ 36 kVA ».....	201	3.1. Glossaire.....	210
2.5.2. « Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT > 36 kVA et HTA ».....	202	3.2. Sigles.....	218
2.5.3. « Taux de publication par SGE des relevés et des factures des consommateurs BT > 36 kVA et HTA dans les délais ».....	203	<b>4. Index des figures</b> .....	218
2.5.4. « Taux d'absence au relevé 3 fois et plus des consommateurs BT ≤ 36kVA ».....	204	<b>5. Table des matières</b> .....	221





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

ISSN 2109-3989







COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉNERGIE

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

ISSN 2109-3989