

**Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie (CRE n°2019-017 du 1er octobre 2019 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF » -  
ATRD 6**

**Réponse de TEARA**

**8 Novembre 2019**

# Sommaire

---

<b>Sommaire</b>	<b>2</b>
<b>1. Préambule</b>	<b>3</b>
1.1 Contexte	3
1.2 Champs d'analyse	5
<b>2. Analyses et position de TEARA</b>	<b>7</b>
2.1 Rémunération des actifs et couverture des investissements	7
2.2 Régulation incitative de la maîtrise des coûts	11
2.3 Régulation incitative de la qualité de service, de la recherche & développement et de l'innovation	14
2.4 Aspects visant la régulation incitative des charges relatives aux pertes et différences diverses	18
2.5 Charges à couvrir et revenu autorisé	19
2.6 Structure tarifaire, rythmes d'évolution de celle-ci et composante annexe (Rf)	21

# 1. Préambule

---

## 1.1 Contexte

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

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

- la première, en date du 14 février 2019, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues et ont été publiées sur le site de la CRE en juillet 2019 ;
- la deuxième, en date du 27 mars 2019, concernait les premières orientations concernant la structure du tarif ATRD 6. 27 réponses ont été reçues. Les réponses à cette consultation publique, hors les éléments confidentiels, sont publiées sur le site de la CRE en même temps que la présente consultation.

Elle a lancé une nouvelle consultation publique portant sur le cadre de régulation général du prochain tarif ATRD6 de distribution de gaz, ainsi que sur son niveau et sa structure. Cette consultation porte sur 24 questions couvrant l'ensemble du système tarifaire et de régulation incitative du GRD français. Elle est accompagnée d'un ensemble d'études, notamment un audit des charges et produits d'exploitation de GRDF.

La présente consultation décrit les orientations préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir et le niveau du tarif en découlant. Elle vise également à présenter, sur la base des analyses effectuées et du retour des acteurs de marché, les orientations envisagées par la CRE concernant les propositions présentées dans les consultations publiques du 14 février et du 27 mars 2019. La CRE souhaite donc recueillir l'avis des acteurs de marché, en vue de la rédaction définitive de la délibération fixant le tarif ATRD6 de GRDF, prévue au début de l'année 2020. Dans ses orientations préliminaires, la CRE a pris en compte, conformément aux dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique transmises par le ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire par courrier du 15 juillet 2019.

Une évolution importante envisagée concerne la différenciation du niveau de rémunération des actifs en discernant les actifs anciens et ceux qui seraient nouvellement créés dans un contexte de moindre coûts d'achat des financements.

Une autre évolution remarquable proposée vise les coûts échoués et leur maîtrise notamment en agissant sur des durées d'amortissement de certaines natures de biens.

Par ailleurs, le maintien de la régulation incitative et de ces grandes composantes déjà en place est proposée avec, néanmoins, des modulations comme la fin de l'incitation antérieure sur la croissance du nombre des raccordements au profit d'une incitation orientée vers la conversion fuel gaz, donc en direction d'une contribution du gaz à la diminution de l'impact de la consommation d'énergie sur les bilans environnementaux, le biométhane ayant été l'objet de consultations récentes (la dernière en date étant la consultation publique N°2019-015 du 23 juillet 2019 relative aux conditions d'insertion du biométhane dans les réseaux de gaz et à l'introduction d'un timbre d'injection).

En outre, l'évolution tarifaire annuelle souhaitée par le GRD (+1,1%/an) contraste avec le scénario illustratif de le CRE à -1,1%/an.

Les principaux enjeux sur lesquels la CRE souhaite interroger les acteurs pour élaborer ses orientations préliminaires pour la structure tarifaire du ATRD 6 sont donc les suivants :

- faire face à la baisse tendancielle de la consommation de gaz naturel à l'œuvre depuis plusieurs années. Cette attrition de la consommation s'observe particulièrement sur le segment des consommateurs résidentiels qui adoptent de nouveaux comportements afin de maîtriser leur demande de gaz. Elle est facteur d'augmentation des coûts échoués ;
- tenir compte du développement du gaz d'origine renouvelable et de l'adaptation en conséquence des infrastructures gazières ;
- s'adapter aux nouveaux usages qui pourraient offrir des relais de croissance pour la consommation de gaz, tels que la filière du gaz naturel pour véhicules (GNV et bioGNV) ;
- La maîtrise des charges et des investissements de GRDF qui est au cœur de l'élaboration du tarif ATRD6 avec toutefois de nouvelles dépenses à prendre en compte : adaptation des réseaux au développement de l'injection de biométhane ; poursuite de la politique de modernisation des ouvrages pour le maintien d'un niveau de sécurité maximal ; entrée en phase industrielle du projet de conversion gaz B/H ; fin du déploiement massif du projet de comptage évolué Gazpar ;
- Maintien de l'efficacité opérationnelle et de la soutenabilité du tarif dans un contexte marqué par la nécessaire baisse des consommations par usager. Des actions ciblées visant à lutter contre l'érosion du nombre de consommateurs de gaz naturel sont proposées.

Ces besoins d'évolution doivent s'inscrire en cohérence avec les orientations de politique énergétique :

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

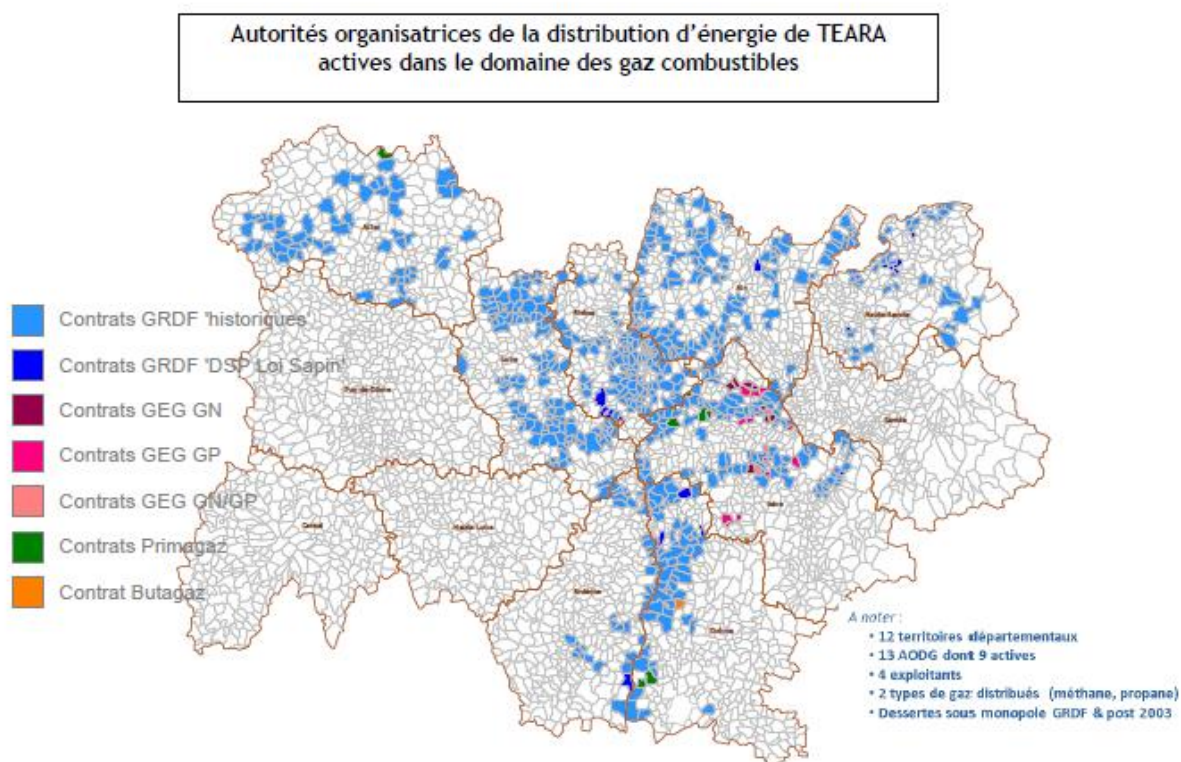
- continuité entre les tarifs supportés par un site raccordé à un réseau de transport et un site similaire raccordé à un réseau de distribution.

Parmi les questions évoquées, certaines concernent particulièrement les syndicats d'énergie qui souhaitent s'exprimer.

Pour rappel, TEARA (Territoire d'Énergie Auvergne Rhône-Alpes) est composé des 13 autorités concédantes que sont : le SIEA (Ain), le SDE 03, le SDE 07 (Ardèche), le SDEC (Cantal), Energie SDED (Drôme), le SEDI (Isère), le SIEL (Loire), le SYDER et le SIGERLY (Rhône), le SDES (Savoie), le SYANE (Haute-Savoie), le SIEG (Puy-de Dôme) et le SDE 43 (Haute-Loire).

Les autorités organisatrices de la distribution de gaz rassemblées régionalement au sein de TEARA constituent un maillon essentiel pour le développement des infrastructures publiques de desserte gazière dans des conditions transparentes définies par des cahiers des charges de concession.

A la faveur des évolutions législatives dès le début des années 2000 avec notamment la possibilité offerte aux communes de faire appel à l'opérateur de leur choix (article 8 du décret n°99-278 du 12 avril 1999 et codifié dans le code de l'énergie article L 432-6) certaines autorités organisatrices ont signé des contrats de concession de distribution publique de gaz dit « combustible » comprenant des distributions de propane et/ou de gaz naturel (cf. carte ci-dessous).



## 1.2 Champs d'analyse

Le champ d'analyse que souhaite couvrir TEARA est le suivant. Il est structuré en 6 blocs principaux :

1. Les questions relatives à la rémunération des actifs et à la couverture des investissements [1 à 5] ;
2. Les questions relatives à la régulation incitative de la maîtrise des coûts [7 à 9] ;
3. Les aspects concernant la régulation incitative de la qualité de service, de la recherche, du développement et de l'innovation [10 à 14] ;
4. Les aspects visant la régulation incitative des charges relatives aux pertes et différences diverses [15 et 16] ;
5. Les questions relatives aux charges à couvrir et au revenu autorisé [17 à 19]
6. Les questions relatives à la structure tarifaire, aux rythmes d'évolution de celle-ci et à la composante annexe (Rf) [6 et 20 à 24]

## 2. Analyses et position de TEARA

---

### 2.1 Rémunération des actifs et couverture des investissements

#### **Question 1 à 5 : rémunération des actifs et couverture des investissements**

- Question 1 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs pour la période ATRD6 ?
- Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires que la CRE envisage pour le tarif ATRD6 ?
- Question 3 : Êtes-vous notamment favorable à l'introduction d'une rémunération des immobilisations en cours pour les IEC à cycle long (maturité supérieure à 1 an) ? Que pensez-vous du taux de rémunération envisagé par la CRE ?
- Question 4 : Avez-vous notamment des remarques concernant le traitement des coûts échoués envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?
- Question 5 : Avez-vous notamment des remarques concernant le traitement des actifs cédés envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

#### **Position des autorités concédantes membre de TEARA**

- ***Introduction d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs pour la période ATRD6***

TEARA conserve un certain scepticisme quant à cette proposition, pour plusieurs raisons :

- Tout d'abord, le signal de rémunération du GRD pour ses investissements, reposant sur le concept de juste rémunération d'un gestionnaire de réseau efficace, doit rester autant que possible stable sur la période de régulation, considérant qu'il s'agit de financer des investissements dans des infrastructures où la durée entre la décision d'investissement et la mise en service reste pluriannuelle. Il doit reposer dans ce cadre sur une approche de taux de long terme.
- La proposition tarifaire de la CRE prévoit un taux de rémunération des actifs régulés particulièrement faible (entre 3,5 % et 4,1 % réel, avant impôts), inédit depuis la création du GRD, questionnant déjà sur sa capacité à inciter GRDF à effectuer les investissements adéquats et nécessaires. La proposition d'un taux en dessous de cette proposition pour les nouveaux actifs serait susceptible de créer une désincitation supplémentaire, et des reports d'investissements nécessaires. La modulation de la rémunération des actifs modulera la manière et la volonté d'investir de GRDF. Ces modulations seront alors de nature à influencer sur la réalisation des mix énergétiques locaux.

- De notre connaissance, la réflexion concernant des taux de rémunération différenciés des actifs régulés de réseaux en Europe a plutôt porté sur la volonté d'inciter une catégorie d'investissement (investissements participant à la transition énergétique), plutôt qu'une adaptation aux niveaux court terme des taux.
- Enfin, cette proposition apporte effectivement une complexité supplémentaire au système de rémunération du GRD.

- ***Grands principes tarifaires que la CRE envisage pour le tarif ATRD6***

Les syndicats d'énergie représentés par TEARA restent attachés aux principes fondateurs de la tarification des réseaux publics de distribution français, qui ont été énoncés dans le cadre de la consultation publique du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France, et non pas été repris dans cette consultation à savoir :

- La tarification au timbre-poste
- L'efficacité
- La lisibilité
- La faisabilité
- L'acceptabilité.

Une analyse présentant la manière dont ces principes sont respectés dans le cadre de l'ATRD aurait été utile pour conduire les orientations présentées dans cette consultation. Il semble à TEARA que ces principes sont globalement bien respectés.

Ils se félicitent des initiatives pour mieux prendre en compte les évolutions de comportement des consommateurs par l'abaissement des seuils entre les options T1 et T2.

Cependant, dans le cadre des précédents travaux tarifaires, la CRE avait évoqué l'engagement d'une réflexion en profondeur sur l'évolution du tarif ATRD, qui n'est pas évoqué dans cette consultation, à savoir :

- Une étude approfondie des coûts engendrés par chaque type de consommateurs en fonction de son utilisation des réseaux de distribution de gaz ;
- Le Développement d'un modèle économique afin d'allouer les coûts par segment de consommateurs et en fonction de leur utilisation du réseau ;
- Une meilleure prise en compte des évolutions de comportement des consommateurs dans la structure tarifaire afin de les inciter à maîtriser leur demande en énergie ;
- Une meilleure incitation à limiter les consommations pendant les périodes de pointe ;
- Une étude de la pertinence d'introduire un terme proportionnel à la capacité souscrite pour mieux refléter les coûts générés par des consommateurs fortement modulés ou ayant un usage du gaz en secours ou en appoint d'une autre énergie ;

Pourtant, cette réflexion a largement avancé dans le cadre de l'élaboration des tarifs TURPE.

Ces réflexions semblent à TEARA largement utiles pour permettre d'avancer sur l'efficacité des tarifs.



- ***Introduction d'une rémunération des immobilisations en cours pour les IEC à cycle long (maturité supérieure à 1 an). Taux de rémunération envisagé par la CRE.***

TEARA se questionne sur la pertinence d'une telle rémunération, dans la mesure ou en principe, la valeur d'acquisition des immobilisations incorporelles et corporelles peut inclure les charges d'intérêt afférentes aux capitaux empruntés pour les financer, mais uniquement tant que ces charges concernent la période qui précède la mise en état d'exploitation effective de ces immobilisations. Dans ce cadre, le coût de financement des immobilisations en cours entre dans la BAR rémunérée.

Par ailleurs, l'absence de rémunération des immobilisations en cours permet de maintenir une incitation pour le GRD à mettre en œuvre toutes les mesures pour accélérer les mises en service. TEARA voit donc dans la rémunération des immobilisations en cours un risque par rapport aux délais de mise en service.

Au demeurant, les collectivités ont souvent une vision partielle et théorique des immobilisations de leur biens (présentation des mises en service systématiquement ramenée au 1<sup>er</sup> juillet, perte de connaissance sur les retards d'immobilisation). Il se dégage donc qu'une mise en œuvre de la proposition de rémunération des IEC ne peut être comprise qu'avec un encadrement sur la présentation des actifs pouvant en bénéficier car, au-delà de la maîtrise des retards d'immobilisation définitives, l'intérêt des collectivités concédantes est d'observer (constater) une dépréciation effective des actifs qu'elles concèdent dès lors qu'ils donnent lieu à rémunération.

- ***Remarques concernant le traitement des coûts échoués envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?***

TEARA se questionne sur la typologie des actifs considérés comme présumés échoués de façon récurrente chaque année et sur les autres actifs représentant un coût échoué non prévisible pour le GRD, ces typologies n'étant pas explicités dans la consultation. Ainsi, du point de vue de TEARA, il est effectivement possible de faire le distinguo entre plusieurs cas de figure entraînant des coûts échoués pour GRDF :

- Les coûts échoués de court terme : Dans le cadre de travaux, une modification de l'infrastructure de distribution gazière peut amener à la dépose d'ouvrages avant leur date de fin d'amortissement. Il peut s'agir de robinets qui ne sont plus utiles à l'exploitation (car sorti du schéma d'exploitation de GRDF) et dont la dépose a été réalisée à l'occasion, ou bien des canalisations ne suivant plus le nouveau cheminement du réseau. Il est à noter qu'à l'occasion de certains chantiers, GRDF peut procéder à des actions d'opportunité en procédant au renouvellement de canalisations dont la matière ou la pression d'exploitation ne correspond plus aux standards d'exploitation du GRD.

Pour cette catégorie, une couverture des coûts échoués les moins prévisibles et maîtrisables semble en effet appropriée. Il faut cependant veiller à ce que cette couverture n'incite pas

GRDF à faire des renouvellements qui ne présenteraient pas d'intérêts.

- Les coûts échoués de long terme (évoqués en 2.6 de la consultation) : Il peut être constaté (dans de plus fortes proportions dans les dessertes situées en zone urbaine dense) un certain nombre de branchements improductifs à l'aval desquels aucun usager n'a souscrit de contrat de fourniture (voir même à l'aval desquels ne se trouve aucun compteur). Ces ouvrages pourtant supportés par le tarif ne génèrent plus de recettes d'exploitation et peuvent ainsi constituer un coût échoué pour la collectivité (moins pour GRDF pour qui les investissements sont couverts à 100% par le CRCP).

Une incitation de GRDF sur le retrait de ces ouvrages de la BAR pourrait être bénéfique à la collectivité si ces retraits étaient effectués en concertation avec les syndicats d'énergies qui sont les plus à même d'avoir une vision d'ensemble du paysage énergétique local et du service public qu'ils défendent pour leurs adhérents.

Dans tous les cas, TEARA rappelle que les ouvrages concédés à GRDF sont la propriété des collectivités concédantes et que, par conséquent, des mesures tendant à modifier ce patrimoine (et non proprement liée à l'activité d'exploitation du GRD) devront nécessairement impliquer ces mêmes collectivités dans leur mise en œuvre effective.

Si la maîtrise du niveau et de la pertinence des investissements n'est pas chose aisée lorsqu'on adopte une vision macroscopique, les syndicats d'énergie ont su développer un esprit critique et bénéficient, jusqu'à un certain point, d'une bonne vision des investissements réalisés sur leur territoire et de leur adéquation avec les enjeux liés à la distribution gazière.



TEARA attire l'attention de la CRE sur la fiabilité de l'inventaire comptable tenu par GRDF. Ce dernier peut en effet présenter d'importantes divergences avec les inventaires techniques tenus par ailleurs par le concessionnaire, ce qui pourrait poser des problèmes de gestion patrimoniale dans le cas du traitement et de la couverture des coûts échoués.

- **Remarques concernant le traitement des actifs cédés envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?**

Observation liminaire : la réalisation de cession d'actifs, s'agissant des biens concédés, est statistiquement peu fréquente. Cette rareté découle, entre autres, du fait que l'essentiel des biens concédés est attaché au sol et de la propriété même des biens qui pourraient être concernés.

La proposition de la CRE nous semble (donc) viser plutôt des actifs inscrits aux biens propres de GRDF et qui ont été financés par le tarif. En ce sens, les collectivités TEARA trouvent logique que les actifs cédés, financés lors de leur acquisition par la mise en œuvre des principes tarifaire, versent le produit de leur cession, via le CRCP, aux consommateurs.

## 2.2 Régulation incitative de la maîtrise des coûts

### **Question 7 à 9 : Régulation incitative de la maîtrise des coûts**

- Question 7 : Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le tarif ATRD6 ?
- Question 8 : Êtes-vous favorable au maintien du dispositif et aux évolutions proposées concernant le mécanisme incitant GRDF à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ? Avez-vous d'autres suggestions pour faire évoluer ce mécanisme ?
- Question 9 : Êtes-vous favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposés par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

- ***Périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE selon les principes exposés ci-dessus pour le tarif ATRD6***

Concernant la couverture des recettes de GRDF, TEARA est favorable au champ de couverture présenté par la CRE sous condition de la prise en compte des réserves évoquées relativement à la question 14 concernant la régulation incitative du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux.

Concernant les autres postes couverts par le CRCP, TERE n'a pas d'autres remarques à ajouter à celles qui ont déjà été formulées aux questions 8,9,10,11,12,13,14 et 15.

- ***Maintien du dispositif et des évolutions proposées concernant le mécanisme incitant GRDF à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissements dans les réseaux. Autres suggestions pour faire évoluer ce mécanisme***

A première vue et par retour d'expérience local de ce dernier, l'incitation sur ses coûts unitaires a conduit GRDF à prendre des mesures simples pour contenir l'évolution de ces derniers comme un reporting sur les coûts unitaires, une optimisation dans les passages de marchés de travaux ou encore la mise en place de cahier des charges types pour les actes de travaux les plus répandus.

Cela étant dit, les syndicats membres de TEARA ont réalisé des travaux sur les coûts unitaires d'investissement du GRD sur le périmètre de leur territoire. Les résultats de cette analyse montrent qu'aucune tendance claire ne se dégage dans l'observation de l'évolution des coûts unitaires sur l'ensemble des concessions. Ainsi, il est possible de constater une diminution des coûts unitaires de certaines typologies d'ouvrages sur les concessions d'un syndicat tandis que cette tendance sera inverse sur celles d'un autre syndicat.

Ainsi, du point de vue de TEARA, ce mécanisme ne peut à lui seul accomplir le rééquilibrage des incitations espéré par la CRE. Le système de régulation français, pour être plus vertueux, pourrait également s'acheminer vers des dispositifs incitatifs complémentaires, basés sur des engagements de performances des activités d'investissement (maintien de capacités, maintien de la productivité des ouvrages, sur le niveau de risque et d'incidents, sur le maintien de la « santé » des ouvrages de distribution en contrepartie des budgets alloués).

En ce qui concerne les évolutions proposées (possibilité d'exclure certains projets trop atypiques ; scinder en trois le segment des déplacements d'ouvrages à la demande de tiers ; rajout du nombre de branchements des ouvrages comme inducteur de coûts), TERA est favorable à toute amélioration permettant plus de finesse et de compréhension de la formation des coûts.

Mais il nous semble qu'une approche :

- considérant des paramètres plus fins (regroupement des finalités de chantier par classe, typologies d'ouvrages pour lesquels une approche par les coûts unitaires est possible, par grandes caractéristiques techniques des ouvrages) ;
- et s'intéressant aux grandes natures de dépenses (part de la main-d'œuvre, du matériel, des études et autres dépenses) afin de caractériser le contenu des dépenses du GRD,

permettrait d'apporter une lisibilité accrue du régulateur sur l'évolution des coûts unitaires, et de développer une lecture critique des causes avancées par l'opérateur afin d'optimiser la régulation mise en place.

Par exemple, les branchements sur réseaux et notamment les branchements permettant l'alimentation des usagers en immeubles individuels (branchements individuels) peuvent être dissociés en deux catégories :

- Les branchements réalisés concomitamment à une extension de réseau et traités par le GRD au sein d'un affaire individuelle (ouverture d'un dossier spécifique du projet jusqu'à l'inscription des réalisations dans les états d'inventaire) ;
- Les branchements mis en service dans le cadre de la densification (sur des réseaux existants) et traités au sein d'affaires globales regroupées régionalement. Sur ce cas, les dépenses et les quantités associées à la mise en œuvre des branchements de densification sont globalisées à la maille « région GRD ». Un coût unitaire moyen est alors déterminé semestriellement afin d'être immobilisé comptablement par affectation aux communes concernées.

Catégories qui présentent de façon récurrentes des différences de coûts unitaires moyens, sans que des explications concrètes n'aient encore été apportées par le GRD.

- ***Mécanismes de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposés par la CRE pour le tarif ATRD6 ?***

TEARA est favorable au maintien d'un dispositif incitatif à la maîtrise de ces charges qui par nature peuvent être sujet à une dérive.

En revanche, il n'a pas d'élément pour suggérer de système plus efficace que celui existant.

Cette problématique étant commune à tous les gestionnaires de réseaux, il serait souhaitable de réaliser un benchmarking des pratiques en Europe à ce sujet pour capter le retour d'expérience des autres régulateurs et améliorer éventuellement le dispositif.

Cette disposition, qui symétrise l'incitation sur les OPEX et sur les charges de capital du domaine « hors réseau », peut être rapprochée de ce que l'on appelle une régulation en « TOTEX », ayant pour objet d'inciter l'opérateur à procéder aux arbitrages les plus efficaces pour la collectivité entre charges d'exploitation et dépenses d'investissement dans le domaine du système d'information, de l'immobilier et des véhicules. Or il n'est pas certain que ce mode de régulation soit le plus incitatif pour ce type de dépenses qui représentent plus de 100 M€ par an (charges de capital incitées « hors réseaux »).

## 2.3 Régulation incitative de la qualité de service, de la recherche & développement et de l'innovation

**Question 10 à 14 :** Régulation incitative de la qualité de service, de la recherche, du développement et de l'innovation

- Question 10 : Êtes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le tarif ATRD6 ?
- Question 11 : Pensez-vous qu'il serait pertinent de supprimer certains indicateurs ? Si oui, lesquels ?
- Question 12 : Y a-t-il des thématiques sur lesquelles vous souhaiteriez que GRDF soit incité ?
- Question 13 : Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?
- Question 14 : Êtes-vous favorable à l'évolution de la régulation incitative du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel envisagée par la CRE, visant en priorité la suppression très rapide des installations au fioul et au charbon ?

- ***Evolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le tarif ATRD6***

Liminaire : notre compréhension des intentions de la Commission de régulation se trouve synthétisée dans les termes de la consultation et en particulier dans les suivants : « la CRE envisage de faire évoluer à la marge le fonctionnement du dispositif de régulation incitative de la qualité de service. ». Ainsi, les nouvelles perspectives d'indicateurs sont tournées vers un enrichissement en partie événementiel ou circonstanciel de nature à agir sur des dysfonctionnements si ce n'est sur les conséquences de l'évolution nécessaire des approvisionnements en gaz.

Le constat précédent semble toutefois incomplet compte tenu de l'ampleur des mutations à entreprendre dans le secteur gazier en conséquence des évolutions climatiques de l'amoindrissement des quantités de gaz qui devraient transiter sur les réseaux de distribution et de la recherche des meilleurs énergies à mettre à disposition des consommateurs finaux.

- ***Pertinence de supprimer certains indicateurs***

En l'occurrence le *"taux d'absence des consommateurs de PCE 6M au relevé 3 fois et plus"* que la CRE envisage d'abandonner se trouve être, d'une certaine manière, précédé par le *"taux d'absence des consommateurs de PCE 6M au relevé 2 fois et plus"* qui constitue chronologiquement un premier niveau d'alerte.

Il ressort donc une sorte de redondance des deux indicateurs et par voie de conséquence, un intérêt à conserver celui des deux qui peut fournir l'alerte la plus précoce.

Au-delà, s'il n'est pas nécessaire de faire croître continument le nombre des indicateurs. L'abandon de bonus/malus sur les indicateurs réputés stables et adossés à des méthodes d'appréciation stationnaires est compréhensible. Au-delà, l'abandon pure d'indicateur est à considérer à l'aune des coûts initiaux pour leur mise en place, des coûts de continuation de leur établissement et de la modulation de la fréquence de leur production, en vue de maintenir une vigilance sur des points ayant présentés un caractère suffisamment important pour avoir été placé antérieurement sous contrôle.

- ***Thématiques sur lesquelles vous souhaiteriez que GRDF soit incité***

Les thématiques sur lesquels le GRD est susceptible d'être incité en lien avec l'efficacité de son activité et l'utilité des investissements qu'il effectue, nous semble devoir être complétées notamment dans les directions suivantes :

- introduction d'un suivi des conversions fuel/gaz et charbon/gaz ;  
ceci distinctement et sans abandon du suivi de l'activité de densification des branchements le long des canalisations de réseaux en exploitation (depuis plus de 10 ans) ;
- introduction d'un suivi du décompte des PCE actifs à date (à minima au terme de chaque exercice) en corrélation avec un suivi synchrone des branchements finaux inopérants (cumul des branchements inactifs et des branchements improductifs) ;
- introduction d'un suivi de la volumétrie des branchements finaux inaccessibles ;
- introduction d'un suivi de la volumétrie des branchements finaux construits, mis en service mais n'ayant pas alimenté de consommateurs après des laps de temps d'une année et plus (assortis de pas à 5 ans et 10 ans, par exemple) ;
- introduction d'un suivi des incidents imputables à des phénomènes de corrosion sur les canalisations en acier ;
- Introduction d'un suivi de la qualité de réalisation des prestations tarifées sous la composante Rf

- ***Remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6***

Les dispositifs incitatifs à l'optimisation des charges d'investissement et d'exploitation ne doivent pas empêcher les GRD de réaliser les efforts de R&D pour intégrer des innovations nécessaires au développement de l'économie faiblement carbonée. C'est pour cela que TEARA est favorable au maintien du système incitatif sur la R&D et l'innovation.

Mais les dépenses de R&D présentent une difficulté de mesure adéquate des résultats des actions engagées. Pour cette raison, il apparaît également souhaitable de conserver le dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D par la CRE où les sommes allouées à la R&D et non utilisées par GRDF sont restituées aux utilisateurs en fin de période tarifaire, ainsi qu'un suivi annuel rigoureux et transparent des projets engagés.

C'est pour cela aussi que la publication tous les deux ans par les opérateurs d'un rapport R&D à destination du public, et la transmission annuelle la CRE d'informations sur les projets apparaît tout à fait souhaitable notamment le stade d'avancement de chaque projet (construction d'un pilote, perspective d'une évolution vers un déploiement industriel). Ce rapport permettrait également de recenser les partenariats financiers avec les collectivités parfois co-investisseurs avec GRDF pour la construction de pilote.

Enfin, il apparaît nécessaire que les projets engagés soient réellement liés à l'optimisation de l'action du concessionnaire et non sur des développements de potentiels commerciaux, sortant ensuite du domaine régulé et ne bénéficiant pas à l'ensemble des usagers ayant supportés la charge de développement. Ainsi, TEARA est aussi favorable à la consultation par les opérateurs du marché, en début de période tarifaire, sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer. Ce dernier point devrait être aussi accompagné d'un dispositif de surveillance supplémentaire en cours de période tarifaire de la part de la CRE.

- ***Evolution de la régulation incitative du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel envisagée par la CRE, visant en priorité la suppression très rapide des installations au fioul et au charbon ?***

TEARA estime que, bien sûr, il est tout à fait souhaitable de construire une régulation incitative du nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz naturel plus sélective et ciblée. Son orientation pour viser en priorité la suppression des installations au fioul et au charbon semble pertinente au regard des objectifs de la PPE.

Toutefois, les actions mises en place depuis 2008 visant à enrayer les baisses constatées du nombre d'utilisateurs des réseaux de distribution de gaz naturel sont justifiées par la recherche légitime d'un usage optimisé de ses infrastructures. En effet, les coûts marginaux du réseau de distribution associés à de nouveaux consommateurs étant inférieurs aux coûts moyens par consommateur, il est nécessaire



de densifier son usage autant que possible pour rentabiliser les installations et permettre de nouveaux développements.

Cette assertion peut en revanche être mise en cause par le régime de facturation forfaitaire des coûts de branchement, qui conduit souvent à faire supporter sur l'utilisateur une contribution au coût de branchement bien moindre que son niveau réel. En effet, si sa durée d'usage du gaz n'est pas très élevée (déraccordement à moyen terme) le gain lié à la densification ne compense probablement pas ce surcoût.

Ainsi, comme il est possible de le constater au travers des chiffres présentés par la CRE, la trajectoire de la BAR n'est pas en phase avec celle du nombre d'utilisateurs du réseau de distribution. Cette décorrélation tend à fragiliser l'équilibre de la péréquation tarifaire en faisant supporter des coûts croissants à des usagers de moins en moins nombreux.

Les grands principes de l'ATRD 6 visant à la maîtrise des charges d'investissement doivent donc s'accompagner de mesures incitant de façons ciblées et pertinentes le raccordement d'utilisateurs au réseau. Ce ciblage devrait concerner sans ordre de priorité :

- La conversion Fioul/Gaz ou charbon/Gaz
- Le développement de la mobilité GNV
- Le raccordement d'utilisateurs à proximité de sites d'injection de biométhane

Les actions connexes déjà engagées doivent également être encouragées, notamment l'accompagnement par GRDF des conversions gaz-gaz qui permettent aux clients de bénéficier du remplacement d'une chaudière ancienne et consommatrice d'énergie vers une chaudière performante notamment les chaudières thermodynamiques associant le principe de la pompe à chaleur et de la chaudière à condensation permettant de réduire fortement l'impact carbone (division par 2 ou 3 par rapport à une chaudière à condensation ou classique).

Enfin, Il faut aussi rappeler que l'approvisionnement en gaz naturel est un facteur important pour le développement des activités économiques de certains territoires ruraux, fragilisés par la désindustrialisation. Il est par exemple un atout très incitatif au succès de la création de ZAC en milieu semi-rural. La prise en compte de ce facteur est indispensable et suppose le maintien des actions favorables à la densification ou enrayant la dé-densification de l'usage des réseaux existants.

En conséquence, TEARA n'est pas favorable à la diminution des moyens mis à disposition de GRDF pour la période ATRD6 sur cette incitation. En revanche, une approche plus sélective d'usage des fonds doit effectivement être trouvée permettant d'inciter la densification sur les réseaux existants présentant des enjeux économiques locaux et des gains environnementaux tout en se prémunissant de raccordements anarchiques conduisant à des coûts échoués futurs.

## 2.4 Aspects visant la régulation incitative des charges relatives aux pertes et différences diverses

**Question 15 à 16 :** Aspects visant la régulation incitative des charges relatives aux pertes et différences diverses

- Question 15 : Êtes-vous favorable à l'alignement de l'incitation de GRDF à maîtriser les coûts des pertes et différences diverses sur celui des autres opérateurs (passage d'une couverture au CRCP de 70 % à 80 %) ?
- Question 16 : Êtes-vous favorable au taux de pertes théorique proposé par GRDF pour le tarif ATRD6 ?

- ***Alignement de l'incitation de GRDF à maîtriser les coûts des pertes et différences diverses sur celui des autres opérateurs (passage d'une couverture au CRCP de 70 % à 80 %) ?***
- ***Taux de pertes théorique proposé par GRDF pour le tarif ATRD6 ?***

Liminaire : les pertes ont des causes identifiées par la CRE : pertes techniques, imprécisions de mesure, pertes non techniques.

- Les pertes techniques ont une existence logique dans le fonctionnement du système. Elles laissent néanmoins paraître une dimension proportionnelle à l'activité de l'exploitant (remplissage des réseaux et purges pour intervention) donc globalement prévisible et une dimension résultante des incidents (fuites et dommages aux ouvrages) qu'il n'est pas nécessaire de voir croître ;
- Les imprécisions de mesure, certes jamais rigoureusement nulles, sont cependant supposées être caractérisées par une nullité statistique à l'échelle de la distribution péréquée. Elles ne constituent donc pas un motif d'accroissement des pertes, sauf à admettre l'existence d'un biais dans les méthodes et systèmes métrologiques mis en œuvre au niveau des échanges transport/distribution ;
- Les pertes non techniques (produits de fraude et d'imprécision de la relève d'index lors des mouvements contractuelles) ne semblent pas devoir être élargies d'autant que, l'incidence de la moindre présence des agents du GRD sur le réseau, en conséquence du déploiement GAZPAR, va implicitement amoindrir les opportunités de détection des fraudes.

Les collectivités membres de TEARA ne perçoivent pas l'élargissement de la part couverte par le CRCP (passage 70 % à 80 %) comme un message adapté en matière d'efficacité d'opérateur. Au demeurant, elles considèrent l'intérêt du mécanisme inverse visant à réduire de 80% à 70% la part couverte dans le mécanisme de CRCP des opérateurs de réseaux d'acheminement d'énergie.

De plus, le méthane, gaz à effet de serre, ne peut raisonnablement être assorti d'une croissance des pertes associées à sa distribution. La tendancielle décroissante des pertes théoriques par rapport au volume distribué correspond donc à une orientation reçue favorablement pour la prochaine période tarifaire.

## 2.5 Charges à couvrir et revenu autorisé

**Question 17 à 19 :** questions relatives aux charges à couvrir et au revenu autorisé

- Question 17 : Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRD6 ?
- Question 18 : Êtes-vous notamment favorable à la prise en compte de la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements ?
- Question 19 : Que pensez-vous des trajectoires prévisionnelles de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés proposées par GRDF ?

- ***Position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRD6 ?***

TEARA comprend bien les enjeux identifiés par la CRE dans le cadre de cet exercice tarifaire, à savoir :

- Maintenir un niveau de sécurité maximum du réseau de distribution de gaz
- Prendre en compte un contexte de baisse probable de la consommation de manière durable
- Accompagner la transition énergétique : permettre l'intégration du biométhane
- Accompagner la phase industrielle du projet de conversion de la zone B en zone H
- Intégrer les gains attendus par le déploiement de Gazpar

Toutefois, sans avoir la capacité à juger de la pertinence sur chaque poste de dépenses, TEARA s'étonne de constater un besoin d'augmentation des charges aussi significatif (+15% sur les charges nettes d'exploitation sur la période par rapport à 2018 ; + 14% sur les dépenses d'investissements hors comptage intelligent sur la période par rapport à 2018) pour un gestionnaire de réseau efficace. Ainsi, il adhère aux souhaits d'ajustement à la baisse proposé par la CRE. Cette demande de la part de GRDF apparaît inappropriée au regard de l'écart entre les dépenses demandées et celles réalisées lors de l'ATRD 5.

A propos de la rémunération du GRD sur ses capitaux investis (coût moyen pondéré du capital proposé réel avant impôts) : l'auditeur conclut à une fourchette de CMPC, réel avant impôts, comprise entre 2,74 % et 4,39 %.

La proposition tarifaire de la CRE prévoit alors un taux de rémunération des actifs régulés particulièrement faible (entre 3,5 % et 4,1 % réel, avant impôts), inédit depuis la création du GRD, questionnant sur sa capacité à inciter le GRD à effectuer les investissements adéquats et nécessaires.

TEARA souhaite attirer l'attention de la CRE sur le fait qu'une maîtrise des investissements de GRDF semble certes importante mais qu'elle doit nécessairement s'accompagner d'une attention accrue sur le fléchage de ces derniers pour permettre leur meilleur emploi (notamment sur les concessions présentant des besoins importants de renouvellement du fait de leur âge).

- ***Prise en compte de la réduction de 45 à 30 ans de la durée d'amortissement des branchements ?***

Liminaire : l'analyse de la distribution gazière conduit à observer des taux de branchements inopérants (improductifs ou inactifs) souvent supérieur à 20% du parc déployé. Les hypothèses sur les durées de raccordement des secteurs économiques (industrie et tertiaire) sont souvent très en retrait par rapport à la durée d'amortissement normative (45 ans) des branchements qui les desservent.

Cet ensemble de faits conduit à relever une discordance de la valeur d'actif nette des branchements par rapport à leur utilisation prévisionnelle ou effective.

En conséquence, les collectivités membres de TEARA considèrent comme une orientation souhaitable la réduction de la durée d'amortissement des branchements et son rapprochement des durées des contrats de concessions dans le cadre desquels ils sont construits.

- ***Trajectoires prévisionnelles de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés proposées par GRDF ?***

TEREA estime ne pas pouvoir apporter une réponse pertinente à cette question, les visions développées par la CRE et GRDF étant bien évidemment plus représentatives que celle dont pourrait bénéficier TERE, par définition circonscrite au périmètre des syndicats qui le compose. Dans le principe, TERE est en accord avec une trajectoire baissière des consommations de gaz en lien avec des gains d'efficacité énergétique et avec les objectifs nationaux de diminution de consommation d'énergies fossiles.

## 2.6 Structure tarifaire, rythmes d'évolution de celle-ci et composante annexe (Rf)

**Question 20 à 24 :** questions relatives à la structure tarifaire, aux rythmes d'évolution de celle-ci et à la composante annexe (Rf)

- Question 6 : Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolutions annuelles des termes tarifaires envisagés par la CRE pour le tarif ATRD6 ?
- Question 20 : Êtes-vous favorable aux modalités d'évolution du terme Rf envisagées par la CRE ?
- Question 21 : Que pensez-vous des évolutions envisagées par la CRE pour établir la grille tarifaire des prochains tarifs ATRD ?
- Question 22 : Êtes-vous favorable à l'abaissement des coefficients tarifaires de janvier et février de 8/12 à 4/12 en distribution ?
- Question 23 : Êtes-vous favorable au maintien du calcul actuel des pénalités de dépassement de capacité journalière sur le réseau de distribution ?
- Question 24 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur le prochain tarif ATRD de GRDF ?

- ***Calendrier et principes d'évolutions annuelles des termes tarifaires envisagés par la CRE pour le tarif ATRD6***

En substance TEARA n'a pas d'élément significatif à apporter à cette question. TEARA considère *a priori* favorablement le principe d'évolution annuelle des termes tarifaires ainsi que le calendrier, en lien avec les pratiques des périodes tarifaires passées

- ***Modalités d'évolution du terme Rf envisagées par la CRE***

TEARA considère que la composante de gestion a déjà été revue en profondeur et qu'il n'est pas souhaitable de revenir de nouveau sur son niveau.

Il considère également qu'une augmentation fournit un mauvais signal par rapport à la nécessité de maîtriser les coûts.

Pour rappel, il s'agissait de prendre en compte une rémunération du fournisseur au titre de la gestion des clients en contrat unique et le surcoût encouru par le GRD pour la gestion des clients ayant conclu un contrat d'accès au réseau directement avec le GRD. Le niveau de la composante a augmenté pour prendre en compte cette rémunération ; mais cette hausse devait être « neutre » pour l'utilisateur dans la mesure où le fournisseur répercuterait l'évolution dans le niveau de ses offres. Or, la CRE ne

fait pas le retour d'expérience sur l'impact de cette réforme pour l'utilisateur final. En particulier un retour sur l'application du terme Rf est souhaitable pour vérifier la neutralité sur les consommateurs.

- ***Evolutions envisagées par la CRE pour établir la grille tarifaire des prochains tarifs ATRD***

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

Les syndicats membres de TEARA sont favorables à l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2 dès lors qu'il sera admis que :

- La majorité des consommateurs à relève semestrielle ayant un usage chauffage (thermosensible) a une consommation annuelle de plus de 4 MWh. La question de la représentativité statistique des enquêtes réalisées par GRDF (base déclarative) sur lesquelles la CRE s'appuie mériterait d'être explicitée.
- Les consommations unitaires moyennes de ces consommateurs baissent. Sur ce point, si les efforts conduits vis-à-vis d'une meilleure sobriété énergétique des bâtiments récents peuvent logiquement expliquer cette tendance, il serait opportun de disposer de statistiques précises sur l'évolution des consommations des PDL à relève semestrielle à usage chauffage (pris dans leur ensemble).

Néanmoins, une évolution concomitante des règles de profilage apparaît nécessaire afin de tenir compte de l'évolution de la thermosensibilité des profils P011 et P012 qui résulterait d'un abaissement du seuil de basculement T1/T2. La pertinence du seuil de passage entre les profils, mériterait là encore d'être explicitée par une analyse statistique précise.

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

Les syndicats membres de TEARA ne sont pas favorables à l'établissement d'une continuité tarifaire entre deux options tarifaires sans tenir compte de la CTA. Dès lors que le choix des segments tarifaires relève de la responsabilité des fournisseurs, la définition de seuils hors CTA introduirait un biais dans les optimisations tarifaires qu'ils réalisent (risque d'optimisation fiscale à coûts complets).

Cela étant dit, cette position mériterait d'être étayée par une meilleure lisibilité sur les études réalisées par la CRE et notamment sur la structure tarifaire indicative avec CTA issue de l'application de la méthodologie décrite dans la note technique (à l'image de la grille tarifaire indicative avec CTA figurant en page 51).

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

Les syndicats membres de TEARA sont favorables à la dégressivité de la tarification de la capacité de l'option T4 afin d'améliorer la continuité tarifaire entre la distribution et le transport. Afin d'éviter tout biais, une telle évolution mériterait d'être menée concomitamment à une optimisation des conditions de raccordement à la distribution et au transport.

- ***Abaissement des coefficients tarifaires de janvier et février de 8/12 à 4/12 en distribution***

Les syndicats membres de TEARA sont favorables à un abaissement des coefficients de janvier et février en distribution, dès lors qu'une harmonisation avec ceux applicables en transport est garantie.

- ***Maintien du calcul actuel des pénalités de dépassement de capacité journalière sur le réseau de distribution***

Les syndicats membres de TEARA ne disposent pas de données suffisantes sur ce domaine pour juger de la pertinence d'une évolution ou non des modalités de calcul actuelles des pénalités de dépassement de capacité journalière en distribution ; notamment pour mesurer une distorsion éventuelle avec le transport.

- ***Proposition ou remarque sur le prochain tarif ATRD de GRDF***

Les syndicats membres de TEARA estiment que, malgré l'attention portée au développement du biométhane injecté dans les réseaux, les évolutions tarifaires proposées restent marginales et insuffisantes pour insuffler une accélération à la filière.

En effet, les arbitrages envisagés (-40% sur les postes proportionnels aux quantités injectées, soit environ -4 M€/an sur les charges nettes d'exploitation), ne donneraient pas à GRDF les moyens d'instruire les demandes d'études et de raccordement, ni de mettre en place les nouveaux dispositifs prévus dans le cadre du droit à l'injection.

En ce qui concerne l'introduction d'un timbre d'injection, selon la CRE (en référence à la consultation du 23 juillet 2019), elle apparaît justifiée par le développement de l'injection de biométhane qui fait porter des coûts importants à l'ensemble des utilisateurs des réseaux publics de transport et de distribution de gaz naturel, du fait de la nécessaire adaptation des réseaux de transport et distribution :

- investissements de renforcement tels que définis par le décret n°2019-665 du 28 juin 2019 ;
- coûts d'exploitation associés aux ouvrages de renforcement ;
- réfaction sur les coûts d'extension et de raccordement facturés aux producteurs ;
- coûts d'exploitation associés aux ouvrages d'extension et de raccordement ;
- cas échéant, réfaction sur les coûts des ouvrages mutualisés et risque associé porté par le tarif ;
- coûts d'exploitation associés aux ouvrages mutualisés ;
- ensemble des coûts généraux d'investissement et d'exploitation associés au développement du biométhane (pilotage des projets et adaptation des systèmes d'information).

D'autre part selon la CRE, le dispositif de recouvrement des coûts en vigueur, qui conduit à ce que les producteurs ne paient que la partie non réfactée de leur raccordement n'incite pas les producteurs à faire des choix de localisation optimaux pour la collectivité.

TEARA estime toutefois que la filière n'atteint pas pour l'instant ses objectifs de développement et qu'un timbre d'injection transfère sur les producteurs un coût supplémentaire qui sera perçu comme un frein économique additionnel sur une filière nécessitant pour l'instant un niveau élevé de subvention. Pour autant, il constate, comme la CRE, que les producteurs ne sont pas incités à une localisation adéquate par rapport au réseau dans ce contexte. Mais les installations sont soumises à de nombreuses contraintes de sites, notamment celles liées aux approvisionnements d'intrants.

Un timbre d'injection ne conduirait-il pas à transférer un coût vers la filière, qui dans tous les cas sera supporté par l'utilisateur final ?

L'introduction d'un timbre d'injection semble à TEARA prématuré.

Par la suite, pourrait-on envisager un signal symétrique de type timbre d'injection, prévoyant un coefficient pénalisant (positif) pour les localisations engendrant des surcoûts et incitatifs (négatifs) sur les zones favorables par rapport aux coûts de réseau ?