

LE PRESIDENT DU DIRECTOIRE

Monsieur Philippe de LADoucETTE
Président de la Commission de Régulation de
l'Énergie (CRE)
15, rue Pasquier
75379 PARIS CEDEX 08

La Défense, le 18 décembre 2015

Monsieur le Président,

Permettez-moi de vous adresser une contribution de RTE en réponse à la consultation publique de la Commission de régulation de l'Énergie sur le prochain tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF.

La contribution de RTE est ciblée sur les questions de la consultation qui abordent des enjeux communs à la régulation des réseaux électriques et gaziers, en particulier en ce qui concerne les cadres de régulation, RTE ne se reconnaissant pas d'expertise particulière lui permettant d'apporter des contributions plus spécifiques à l'activité de distribution de gaz naturel.

Cette contribution s'inscrit dans le prolongement de nos récents échanges pour la préparation de la future période de régulation tarifaire TURPE 5 relative aux réseaux publics d'électricité. Mes services sont à la disposition des services de la Commission afin de poursuivre les travaux techniques préparatoires.

Comme évoqué lors de l'audition du 10 décembre dernier, des échanges thématiques avec les membres du Collège pourraient être envisagés sous la forme qui vous semblera la plus adaptée.

Je vous prie de croire, Monsieur le Président, à l'assurance de ma considération distinguée.



François BROTTEs

P.J. : 1

Contribution de RTE en réponse à la consultation publique de la CRE du 18 novembre sur le prochain tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

(Document non confidentiel, publiable par la CRE)

Les tarifs d'utilisation des réseaux électriques ou gaziers ont pour point commun de satisfaire à des exigences qui peuvent sembler contradictoires. Ils doivent être :

- robustes dans leurs cadres juridiques ;
- plus flexibles pour accompagner les mouvements de la transition énergétique ;
- davantage révisables pour les ajustements qui s'imposent en cours d'une période tarifaire ;
- pérennes pour les engagements de long terme.

Le contexte des systèmes électriques et gaziers a beaucoup évolué depuis la fixation des précédents tarifs :

- la fin de tendances historiques de hausses des consommations ;
- garantir une qualité de service toujours plus grande, à des prix qui préservent le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité de l'économie française, et faire face au vieillissement des actifs des réseaux ;
- relever le défi des nouveaux usages (transports, véhicules « propres » et stockages d'énergie...), de la flexibilité, de la gestion intelligentes des consommations et des nouvelles productions nécessitant des systèmes d'information et de comptage plus sophistiqués que par le passé ;
- des réseaux qui continuent de constituer une assurance tous risques pour de plus en plus d'acteurs ;
- la nécessité d'investir davantage pour intégrer les nouvelles filières de production aux réseaux, à une vitesse accélérée, tout en questionnant plus régulièrement la nature de ces investissements et en assurant l'acceptabilité locale et environnementale des ouvrages de réseaux.

Le contexte de plus en plus incertain qui en découle impose de questionner les horizons tarifaires et de prévoir des mécanismes adaptés à la transition énergétique. RTE est convaincu que les prochains tarifs d'utilisation des réseaux ne peuvent pas constituer un simple prolongement des tarifs précédents et propose une transition tarifaire autour des points clés suivants :

- une évolution progressive des structures tarifaires pour accompagner les évolutions de contexte et les nouveaux usages des réseaux ;
- une recherche d'un équilibre « gagnant – gagnant » à travers la prise en compte des besoins des consommateurs dans la tarification ;
- une « délibération-cadre », fixant le cadre de régulation applicable aux gestionnaires de réseau ;
- la mise en œuvre d'une tarification avec une périodicité à plusieurs étages, adaptée à la diversité des missions d'un gestionnaire de réseau.

Question 2 : (page 11)

Etes-vous favorable au maintien d'une durée de quatre ans environ pour le prochain tarif de GRDF ? Si vous ne considérez pas cette durée comme pertinente, quelle serait, selon vous, la durée la plus pertinente ? Quelles conditions devraient accompagner cette évolution de la durée ?

Les gestionnaires de réseaux ont besoin de visibilité pour les investissements longs, tout en intégrant des modes de couverture des charges offrant une plus grande réactivité pour faire face à des modifications rapides de tendances.

Cela passe par des horizons tarifaires adaptés à la diversité des missions d'un gestionnaire de réseau :

- gestion de court terme, voire de très court terme, avec des paramètres qui évoluent très vite, notamment dans le cas de RTE et pour ce qui concerne le système électrique, les besoins de réserves et activations sur le mécanisme d'ajustement ou encore les achats système ;

- gestion du moyen terme pour les dépenses d'exploitation courante et de maintenance, pour déployer des actions dans la durée, trouver et actionner des leviers de performance ;
- gestion du long terme, voire très long terme en ce qui concerne les dépenses d'investissement.

Les besoins de souplesse et de réactivité s'appliquent à la gestion de l'imprévu et de l'incertain : un opérateur de réseau est constamment soumis à des événements extérieurs tels que des procédures judiciaires, de nouveaux clients modifiant leurs projets, etc.

Par ailleurs, demain, pour remplir leurs missions du mieux possible, les gestionnaires de réseaux auront besoin d'investissements dans le stockage ou dans des plateformes communicantes et dans la gestion des données, pour des sommes loin d'être négligeables. Mais il est impossible de prévoir à quelle échéance : dans 2 à 3 ans ou dans 10 à 20 ans ? Et comment prévoir, dès aujourd'hui, l'ordre de grandeur des dépenses correspondantes ?

Enfin, RTE estime avoir également besoin de mécanismes de régulation souples qui encouragent à agir intelligemment par des « accords gagnant-gagnant » avec ses clients, quand c'est technologiquement possible et économiquement rentable pour la collectivité.

Le cadre actuel met toutes ces actions sous le même horizon : une période de 4 ans, sans correspondre aux réalités économiques, techniques et comportementales auxquelles un gestionnaire de réseau fait face.

Pour concilier les différents besoins à des horizons différents, une périodicité à plusieurs étages pourrait être envisagée :

- En premier lieu, une « délibération-cadre » de la CRE pourrait permettre de poser clairement les grands principes de régulation tarifaire d'un gestionnaire de réseau avec deux objectifs :
 - rassembler dans un seul acte l'ensemble des missions relevant du gestionnaire de réseau, en précisant, pour chacune de ces missions, le cadre de régulation et les modalités de prise en charge financière ; les évolutions du rôle d'un gestionnaire de réseau pourrait être traduites dans cet acte, au fil des transformations du système électrique ou gazier ;
 - déterminer les principes tarifaires pour une durée indéterminée, de façon distincte du niveau des tarifs. Cette distinction apporterait des avantages en termes de sécurité juridique et surtout, permettrait de décrire un cadre de principe auquel se référer pour traiter les sujets nouveaux.
- En second lieu, le champ des révisions tarifaires par périodes de quatre ans pourrait être limité au niveau des charges à couvrir, tout en veillant à la stabilité dans la durée des modalités de rémunération des actifs afin qu'elles restent adaptées aux efforts d'investissements. La durée de la période de régulation sur laquelle les charges d'exploitation à couvrir sont définies doit être bien adaptée à l'activation des gisements de performance par l'opérateur, par exemple pour optimiser et industrialiser ses processus de prescription et d'achat, faire évoluer ses politiques techniques, etc. Simultanément, elle doit aussi être adaptée à la visibilité que l'opérateur de réseau a de ses charges.
- Enfin, RTE est favorable à l'intégration de « briques » tarifaires spécifiques permettant d'ajuster en cours de période tarifaire la couverture de dépenses non initialement prévues ou difficilement quantifiables au moment de la construction du tarif et non déjà compensées par les comptes de régulation, dédiées aux réseaux intelligents ou liées à la transition énergétique (cf. réponses à la question 11 concernant la régulation incitative des dépenses de R&D et à la question 21 concernant la possibilité de prendre en compte de coûts d'expérimentations « smart grids »).

Question 3 : (page 11)

Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme en vigueur d'incitation à la productivité sur les charges nettes d'exploitation de GRDF selon lequel :

- GRDF conserve les gains et pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle ?

• le niveau initial des charges est fixé sur la base de celui constaté en 2014 ?

Selon RTE, le principe selon lequel les charges d'exploitation maîtrisables sont soumises à incitation pour le gestionnaire de réseau est pertinent:

- le gestionnaire est incité en cours de période à trouver et activer des gisements de performance qui conduisent à la modération des dépenses ;
- cette modération de dépenses se traduit ensuite en une modération du tarif au bénéfice des utilisateurs du réseau lors du calage de la période tarifaire suivante.

Le mécanisme d'incitation est vertueux à condition que les objectifs soient atteignables et qu'ils ne conduisent pas l'opérateur à décider de reports de dépenses nécessaires sans conséquences de court terme sur la qualité des services offerts aux utilisateurs. De telles dépenses peuvent concerner notamment les domaines de la maintenance et de la gestion de la durée de vie des actifs en exploitation ou l'élargissement de la gamme des services en réponse à de nouveaux besoins attendus par les utilisateurs. Le mécanisme d'incitation s'inscrit par conséquent dans un cadre plus large d'incitations à la qualité et permettant l'élargissement de la gamme des services rendus par l'opérateur de réseau.

Il convient donc de veiller à ce que la trajectoire de charges d'exploitation maîtrisables prévisionnelles à couvrir par le tarif soit correctement calée sur des objectifs de performance réalistes pour le gestionnaire de réseau, tenant compte des évolutions passées et des gisements résiduels bien identifiés, cohérents avec la nature des services offerts et les niveaux de qualité attendus. L'intégration dans les trajectoires d'objectifs de performance irréalistes inciterait l'opérateur à différer sur une période future des dépenses reportables ou à restreindre son offre de services dans l'attente d'évolution tarifaires plus favorables, ce qui ne serait pas sans risques en termes de variété et de qualité des services à moyen terme.

En particulier, l'utilisation d'inter-comparaison (ou « benchmarks ») entre opérateurs de réseaux pour caler une trajectoire de dépenses et des objectifs de performance pose problème, avec les difficultés méthodologiques suivantes :

- il est difficile de trouver un nombre de comparables homogènes suffisamment élevé pour que le résultat du benchmark soit statistiquement significatif ;
- le niveau de granularité des coûts nécessaire impose de travailler sur des données non publiques et donc non transparentes ;
- beaucoup de coûts sont spécifiques aux conditions particulières de l'environnement du gestionnaire de réseau et de son pays : normes techniques ou sociales, environnement géographique, densité de population ... ;
- l'historique des investissements du gestionnaire de réseau, le périmètre des actifs gérés et l'âge moyen du réseau ont des conséquences fortes sur les coûts de maintenance ;
- les mécanismes d'arbitrage et d'optimisation entre des dépenses d'exploitation et les choix d'investissements sont difficilement pris en compte.

Ces mêmes difficultés ont été rencontrées pour une étude d'inter-comparaison lancée en 2012-2013 sous l'égide du CEER. Ce processus a suscité de vives critiques de la part de certains gestionnaires de réseau dont RTE et certains régulateurs, portant notamment sur la méthodologie retenue, la robustesse des résultats et la transparence et l'homogénéité des données. Le régulateur allemand (BundesNetzAgentur), qui a une obligation légale d'appuyer certaines de ses décisions de régulation incitative sur des études de benchmark d'opérateurs, émet dans un rapport du 21 janvier 2015¹ un certain nombre de réserves sur cet exercice, en particulier sur les hypothèses d'inflation ou de rendement d'échelle, sur l'exclusion de valeurs extrêmes,

¹ Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, insbesondere zum Investitionsverhalten der Netzbetreiber, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung, BundesNetzAgentur, 21. Januar 2015
https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV_Evaluierungsbericht_2015.pdf

sur la définition d'un réseau de référence. Le rapport ne conclut pas sur la suite donnée à l'exercice.

Question 4 : (page 13)

Etes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant GRDF à la maîtrise de ses coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ? Que pensez-vous des modalités envisagées par la CRE ?

RTE est réservé sur le recours à des coûts unitaires de référence pour inciter à la maîtrise de coûts d'investissement. L'approche soulève des questions d'optimum pour la collectivité et comporte des risques de biais importants :

- D'une part, des coûts unitaires portant sur un panel d'équipements ou infrastructures peu homogènes inciteront l'opérateur à orienter préférentiellement ses dépenses sur les projets ou les équipements les moins chers, qui ne sont pas nécessairement les plus utiles pour la collectivité.
- D'autre part, si les coûts unitaires portent sur les seules dépenses d'investissement initiales sans vision des coûts sur l'ensemble du cycle de vie, alors le mécanisme incitera à des renoncements sur la qualité de l'équipement ou de l'infrastructure neuf, avec des coûts de maintenance élevés et des besoins de renouvellement anticipé qui s'éloigneront de l'optimum pour la collectivité.
- En outre, pour ne pas être aléatoire du point de vue de l'opérateur, un mécanisme fondé sur des coûts unitaires nécessiterait encore d'être parfaitement ciblé sur des équipements standardisés, à forte volumétrie d'achat, dont les coûts sont prévisibles et maîtrisables. Ces caractéristiques excluent les dépenses empreintes d'incertitudes, en particulier les dépenses consacrées à l'insertion d'un projet (tracé, insertion environnementales, mesures d'accompagnement ...) ou des équipements ou infrastructures atypiques qui renverraient à la question d'absence d'homogénéité du panel.

Une approche fondée sur les coûts unitaires comporte donc des risques d'aboutir à une vision partielle et non représentative des investissements. Ces risques nécessitent d'être finement analysés pour les motifs invoqués.

Question 11 : (page 19)

Etes-vous favorable à l'introduction pour GRDF d'un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D où les sommes allouées à la R&D et non utilisées par GRDF seraient restituées aux utilisateurs en fin de période tarifaire ?

Question 12 : (page 19)

Que pensez-vous de la mise en place d'un suivi annuel des projets de R&D de GRDF ?

Un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D a été mis en place pour ce qui concerne les dépenses de RTE sur la période tarifaire 2013-2016 « TURPE 4 » : les thématiques et projets de R&D font l'objet d'un suivi annuel de la CRE ; le mécanisme peut conduire à restituer aux utilisateurs en fin de période tarifaire les montants alloués éventuellement non utilisés, dans le but d'inciter RTE à respecter sa trajectoire de dépenses de R&D.

Cette démarche doit préserver certaines flexibilités pour traiter des actions de R&D substantielles dictées par des évolutions de contexte non anticipées et difficilement prévisibles (cf. réponse à la question 2) qui, faute d'ajustement de trajectoire en cours de période tarifaire, seraient reportées ou abandonnées avec une perte à terme pour la collectivité.

Par ailleurs les effets de l'indexation annuelle du tarif sur l'inflation doivent être pris en compte dans le critère d'utilisation du budget. Enfin, le dispositif ne doit pas conduire à dissuader la recherche de subventions contribuant à financer les projets.

Question 16 : (page 36)

Etes-vous favorable au maintien d'une clause de rendez-vous pour le tarif ATRD5 de GRDF, selon des critères d'activation similaires à ceux mis en place pour la clause de rendez-vous du tarif ATRD4 ?

Les clauses de rendez-vous peuvent être fondées, voire nécessaires, lorsqu'il est d'emblée prévisible que la régulation devra s'adapter en temps et en heure à des transformations encore naissantes en début de

période tarifaire. Ces clauses peuvent également donner un cadre à de brusques ruptures de tendance ou pour intégrer de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires.

Néanmoins, de telles possibilités de révision ne devraient pas conduire à réduire la stabilité du cadre de régulation et à augmenter de ce fait le risque perçu par les investisseurs. Il est donc nécessaire de les inscrire dans un cadre de régulation stable à moyen et long termes, en cohérence avec les horizons d'investissement du gestionnaire, permettant d'affirmer la constance des décisions tarifaires et de réduire le risque perçu par les investisseurs.

Lorsque les périodes de régulation sont longues, les clauses de rendez-vous à mi-parcours permettent de mettre à jour les niveaux du tarif et des mécanismes incitatifs, tout en assurant la continuité du cadre et des principes fixés sur une période plus longue (cf. réponse à la question 2). Ainsi, par exemple, en Allemagne le cadre de régulation incitative est défini pour 2 périodes de 5 ans, tandis qu'en Grande-Bretagne la régulation « RIIO » court sur 8 ans avec une possibilité de révision à mi-période.

Question 21 : (page 37)

Etes-vous favorable à la prise en compte des coûts des projets « Smart Grids » par le tarif ATRD5, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable ?

RTE estime que les gestionnaires de réseaux électriques et gaziers ont besoin de visibilité pour les investissements longs, tout en intégrant des modes de couverture des charges offrant une plus grande réactivité pour faire face à des modifications rapides de tendances. Cela passe par des horizons tarifaires adaptés à la diversité des missions d'un gestionnaire de réseau observées dans la période actuelle, ainsi qu'à la gestion de l'imprévu et de l'incertain (cf. réponse à la question 2).

La couverture des dépenses en faveur de l'avancée des réseaux intelligents ou « Smart Grids » entre dans cette problématique.

Demain, pour remplir leurs missions du mieux possible, les gestionnaires de réseaux auront besoin d'investir dans le stockage ou dans des plateformes communicantes et dans la gestion des données, pour des sommes loin d'être négligeables. Mais il est impossible de prévoir précisément dès aujourd'hui à quelle échéance et pour quels montants de dépenses.

A titre d'illustration, la visibilité actuelle de RTE sur ses dépenses relatives à des solutions « Smart Grids » sur la période 2017 – 2021 reste réduite : seules des expérimentations ponctuelles (en vraie grandeur) relevant de budgets de R&D sont actuellement identifiées. Il importe pour autant que, le temps venu, le gestionnaire de réseau soit incité à déployer des solutions à une échelle plus importante.

Par ailleurs, RTE estime avoir également besoin de mécanismes de régulation souples qui encouragent à agir intelligemment par des « accords gagnant-gagnant » avec des utilisateurs de réseaux. RTE s'efforce de substituer des dépenses d'exploitation (par exemple gestion des actifs, activation de gisements de flexibilité lorsque disponibles) à des dépenses d'investissements, quand c'est technologiquement possible et économiquement rentable pour la collectivité.

Or la régulation tarifaire actuelle du transport d'électricité n'encourage pas à le faire :

- les Smart Grids, qui substituent des coûts d'exploitation à des coûts d'investissements, ne font pas l'objet de rémunération alors qu'elles présentent des risques financiers,
- en outre tout supplément de dépenses d'exploitation n'est pas couvert par le tarif (au-delà du niveau anticipé lors de la construction tarifaire), alors que les écarts de dépenses d'investissement sont couverts ou restitués.

Il conviendrait donc d'introduire dans les différents cadres tarifaires des dispositions ou « briques tarifaires » permettant plus de flexibilité face à la montée en maturité des solutions Smart Grids et de dépenses imprévues liées à la transition énergétique, sous réserve d'analyses coûts-bénéfices favorables pour la collectivité.

L'enjeu est double : s'assurer, d'une part, de l'incitation à la création de valeur pour la collectivité ; respecter d'autre part, la couverture par les revenus tarifaires des coûts et risques associés.

Les principes de mécanismes *ad hoc* de couverture de telles dépenses difficilement prévisibles pourraient être introduits au démarrage d'une nouvelle période tarifaire, mécanismes à préciser et décliner en temps utile, de façon adaptée à chaque solution Smart Grids.

Question 25 : (page 41)

Que pensez-vous de la fourchette de taux de rémunération du capital envisagée par la CRE ?

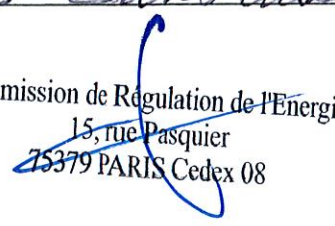
La CRE a indiqué que les fourchettes de rémunération des actifs des opérateurs de réseaux régulés électriques et gaziers seront examinées au cas par cas et tiendront comptes des spécificités des différentes activités.

RTE ne souhaite donc pas commenter les fourchettes proposées pour la rémunération des actifs de distribution de gaz naturel, mais estime utile de souligner certains principes qui devront guider la détermination de la rémunération de chaque opérateur régulé :

- compte-tenu de la durée d'amortissement des investissements, les taux de rémunération retenus doivent refléter une vision de long terme et ne pas répercuter de manière excessive des évolutions de marché qui peuvent n'être que passagères, notamment pour la détermination du taux sans risque ; une approche historique moyennée sur un éventail de taux à long terme semble indiquée ;
- les paramètres macroéconomiques utilisés devront rester cohérents sur l'ensemble des mécanismes de rémunération régulée, notamment en ce qui concerne la prise en compte de l'inflation ou d'autres paramètres difficilement prévisibles pour éviter d'introduire des biais d'optimisme ou de pessimisme ;
- l'augmentation des risques intrinsèques de chaque activité régulée, notamment liés à l'évolution des usages d'un réseau, à celle des actifs en exploitation ou à l'impact des orientations de politique énergétique, devront être correctement pris en compte dans le calage des paramètres de rémunération ;
- il est important également de bien considérer l'assiette de rémunération régulée, en rémunérant à leur juste niveau de risque les immobilisations en cours, ainsi que les actifs nouveaux ou anciens pour lesquels le gestionnaire de réseau assume des risques d'exploitation sans en supporter le financement (investissements subventionnés par des tiers, actifs amortis restant en exploitation).

Au final, les montants de rémunération des actifs régulés devront être suffisants pour couvrir les charges de capital et un juste niveau de risques, afin d'accompagner l'effort d'investissement de l'opérateur régulé et lui permettre d'adapter son outil industriel aux évolutions de contexte de son activité et d'apporter les bénéfices attendus par la collectivité.

ACCUSE DE RECEPTION

COURSE N°	799326
HEURE DE RECEPTION (INFORMATION OBLIGATOIRE) :	0
DATE (INFORMATION OBLIGATOIRE) :	22 - Decembre 2015
NOM DU DESTINATAIRE :	M ^r Philippe de Laouencette
ADRESSE :	Président de la Commission et de l'Energie 15, rue Pasquier 75379 Paris Cedex 08
SIGNATURE ET CACHET DU DESTINATAIRE :	 Commission de Régulation de l'Energie 15, rue Pasquier 75379 PARIS Cedex 08