

Réponse d'ENGIE à la consultation publique de la CRE du 27 mars 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel

En préambule, ENGIE souhaite remercier la CRE pour l'organisation de cette consultation publique.

Elle souhaite également souligner que, la CRE indiquant au paragraphe 1.3.10 du document de consultation que « *pour les réseaux de distribution de gaz, les enjeux sont relativement limités* », les modifications de structures tarifaires à envisager doivent d'abord être analysées au regard (i) des bénéfices qu'elles apporteraient aux clients et au marché et (ii) des coûts, répercutés *in fine* sur les consommateurs finals, de ces modifications pour le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) et les fournisseurs. Toute modification ne devrait ainsi être envisagée que dans le cas où elle procurerait un bénéfice supérieur au coût qu'elle occasionne.

De manière générale, ENGIE se félicite de la simplicité du mécanisme ATRD, qui se révèle bien adapté aux usages tout en permettant une vraie visibilité tarifaire et un besoin limité d'évolution en termes de systèmes d'informations (SI).

Q1 : Quel calendrier vous semble le plus adapté pour mettre en œuvre les évolutions de structure des tarifs ATRD qui seront retenues ?

ENGIE est favorable à une date de mise en œuvre d'une évolution de structure ATRD au 1^{er} juillet 2022.

Cette échéance permettrait à l'ensemble des acteurs du marché de disposer d'un délai suffisant pour :

- effectuer les évolutions SI nécessaires pour anticiper toute évolution tarifaire en structure ;
- prendre en compte au sein des offres de marché les évolutions à la fois en terme de structure et en niveau.

Pour diminuer le risque d'instabilité inhérent au groupe sur une même période du changement de tarif de la totalité des actifs régulés du Groupe, ENGIE propose une alternative tenant à réviser en année N les tarifs de GRTgaz (ATRT), Storengy (ATS) et Elengy (ATTM) et en année N+2 le tarif de GRDF (ATRD). Cette option permet de constituer deux paquets tarifaires d'une taille presque identique (BAR de 13 et 14 Mds€) et d'une cohérence technique certaine (infrastructures liées à la haute pression d'une part, et à la distribution d'autre part).

Par ailleurs, ENGIE souligne que la première année de chaque période tarifaire pose un problème de visibilité sur le niveau des tarifs, notamment en vue du moment où les capacités d'acheminement sont mises aux enchères (par exemple avant juillet pour le transport de gaz au titre des années gazières à venir). ENGIE suggère ainsi la mise en œuvre d'une vision anticipée des tarifs sur une période de 4 années glissante.

Q2 : Êtes-vous favorable à ce que la continuité tarifaire entre deux options tarifaires soit établie sans tenir compte de la CTA ?

ENGIE appelle l'attention de la CRE sur le fait que l'attribution du tarif ATRD est à la main des fournisseurs et qu'une continuité des options tarifaires, comprenant la CTA (Contribution Tarifaire Acheminement), est préférable pour les consommateurs.

Par ailleurs, le mécanisme actuel de calcul de la CTA, extrêmement complexe, mérite d'être simplifié et uniformisé afin de placer les GRD et les fournisseurs sur un pied d'égalité.

Q3 : Êtes-vous favorable à l'abaissement du seuil de coupure entre les options tarifaires T1 et T2 de 6 MWh à 4 MWh ?

Q4 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle une concomitance entre l'évolution du seuil entre options tarifaires T1 et T2 et celle entre les profils P011 et P012 doit être recherchée ?

ENGIE est favorable à l'abaissement du seuil de coupure sous réserve :

- **qu'il n'intervienne qu'en 2022**, date proposée pour l'entrée en vigueur du tarif ATRD6 (cf. Q1). L'échéance de 2022 présente l'avantage pour les fournisseurs de gérer la transition pour leurs clients ayant souscrit des contrats d'une durée allant jusqu'à trois ans ;
- **qu'il intervienne de façon concomitante à l'évolution des profils P011 et P012**. Cette concomitance apporterait de la simplification et éviterait aux acteurs du marché d'opérer des développements SI répercutés sur la facture des consommateurs.

Q5 : Êtes-vous favorable au principe d'une scission de l'option tarifaire T2 ?

ENGIE n'est pas favorable à ce principe et estime qu'est toujours valable l'argument ayant prévalu en 2011 pour ne pas le retenir, tenant à ce que « les développements informatiques induits » sont « trop coûteux comparés aux bénéfices attendus de cette scission ». Engie met en garde sur le coût des adaptations successives des SI et des offres fournisseurs, répercutés finalement sur la facture des clients.

Par ailleurs, la distinction opérée par le document de consultation entre, d'une part, « une population relativement homogène de consommateurs résidentiels individuels (présentant un profil thermosensible) » et des « comportements de consommation beaucoup plus variés (chauffages collectifs, entreprises tertiaires ou petites industries notamment) » ne semble pas recouvrir de réalité opérationnelle. En effet, les clients « chauffage collectif et entreprises tertiaires » utilisent également le gaz pour chauffer leurs locaux. Même à considérer qu'une part marginale des consommations des clients « industrie » sert à des usages non climatiques, elle ne représente sur le graphique présenté, pour la tranche de consommation 50-300 MWh, que 3% environ des sites, niveau insuffisant pour modifier en profondeur le tarif T2.

La perspective de cette scission devrait être mise en perspective avec les travaux menés en GT2 sur l'évolution des profils des clients. Si la scission de l'option tarifaire T2 n'était pas retenue par la CRE, il faudrait dès lors faire cesser les travaux du GT2 sur des segmentations plus fines (3 profils vs 2 actuellement pour l'ensemble des clients domestiques). A l'inverse, si la CRE décidait de poursuivre les travaux en vue de multiplier les profils, il conviendrait de mettre en perspective ces évolutions et valoriser les bénéfices apportés aux consommateurs.

Q6 : Voyez-vous d'autres évolutions qu'il serait souhaitable d'étudier sur le sujet des seuils entre options tarifaires ?

ENGIE n'a pas d'évolutions supplémentaires à mentionner.

Q7 : Partagez-vous les enjeux identifiés par la CRE en matière de rééquilibrage des charges supportées par les consommateurs de chaque option tarifaire ?

ENGIE partage le souci de la CRE de procéder à travers les tarifs ATRD à une couverture des coûts réseau engendrés par chaque catégorie de consommateurs.

Dans cette optique, ENGIE est favorable à un équilibrage progressif de niveau entre les tarifs T2 et T3 mais souligne que la modification de structure qui pourrait s'avérer nécessaire imposerait de fait une évolution des SI des acteurs de marché. ENGIE souhaiterait dès lors que ces modifications s'accompagnent d'une analyse coûts-bénéfices démontrant leur gain effectif et, notamment, que les clients T3 génèrent plus de coûts que ce que couvre l'option T3 et inversement pour les clients T2.

Q8 : Que pensez-vous du principe de différencier la tarification des T3 pour refléter leur hétérogénéité ?

ENGIE n'est pas favorable à ce principe.

Ce changement majeur, qui affecterait la totalité des consommateurs de l'option T3, ne saurait être justifié par la seule résolution de cas marginaux, dont la volumétrie n'est pas évaluée dans le document de consultation et qui semble faible :

- Si quelques clients T3 consomment plus de 5 GWh alors qu'ils ont été basculés en relève JJ après l'application de la procédure faisant suite à la délibération de la CRE du 3 mars 2016 modifiant les règles d'affectation des fréquences de relevés, ceci ne constitue pas pour autant un effet d'aubaine ou une situation néfaste pour le marché ;
- Le nombre de sites liés à l'activité de séchage de céréales (dont la consommation est concentrée sur l'hiver) semble très faible au regard du gisement de l'option T3. Il semble donc incohérent de modifier l'option T3 pour l'intégralité des consommateurs en espérant tarifier au mieux un nombre infime de consommateurs spécifiques, lesquels se reporteraient au demeurant sur une autre énergie. D'autres solutions, à la main des gestionnaires de réseaux de distribution, sont possibles, à l'instar du choix des règles de calcul du B/I pour les nouveaux raccordements de clients de type.

Conformément aux principes évoqués en propos liminaire de cette réponse, ENGIE s'oppose à toute évolution dont le coût d'adaptation SI dépasse le bénéfice démontré. En l'occurrence, les propositions contenues par le document de consultation n'octroient pas de bénéfice aux consommateurs ou aux fournisseurs et augmentent au contraire les coûts SI des GRD et des fournisseurs, et donc, la facture du consommateur final.

Q9 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un terme proportionnel à la capacité journalière pour l'option T3 ? Que pensez-vous d'utiliser la capacité journalière normalisée ?

ENGIE partage le constat du document de consultation tenant à ce que les réseaux de distribution se développent peu, du fait notamment de la densification des réseaux par la desserte de nouvelles rues dans les communes desservies.

Par conséquent, ENGIE considère que le dimensionnement des réseaux de distribution est dans la plupart des cas suffisant pour répondre aux besoins futurs et qu'aucune mesure de dissuasion de la consommation de pointe hivernale n'est nécessaire.

De ce fait, l'introduction d'un terme tarifaire lié à la capacité journalière n'apparaît pas nécessaire. Elle se traduirait par une augmentation de la part d'ATRD facturée sous forme fixe (abonnement annuel + terme annuel proportionnel à la capacité journalière), avec pour conséquence une baisse de la part facturée en fonction de la consommation. Ceci constituerait un message contre-productif à envoyer au marché dans un

contexte – matérialisé par le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie – d'incitation à la maîtrise de la demande d'énergie et à la réalisation d'économies d'énergie.

Concernant l'introduction d'un terme de capacité journalière souscrite (selon ce qui est envisagé dans le paragraphe présentant le projet « SAT3LITTE »), ENGIE considère, compte-tenu de son expérience du marché, qu'elle serait vécue par les clients T3 comme une contrainte. Elle pourrait de ce fait dégrader l'image du gaz naturel, et entraîner une décroissance des usages au profit d'autres énergies, provoquant un renchérissement de la part d'ATRD à allouer sur les clients restants.

En outre, les clients T3 ne souhaitent pas souscrire de capacités sur le réseau de distribution car elles sont causes de dépassements et de surcoûts particulièrement difficiles à maîtriser pour des sites dont l'usage est principalement constitué par le chauffage de leurs locaux.

A nouveau, les propositions contenues par le document de consultation n'octroient pas de bénéfice aux consommateurs ou aux fournisseurs et augmentent au contraire les coûts SI des GRD et des fournisseurs, et donc, la facture du consommateur final.

Q10 : Êtes-vous favorable au principe d'appliquer une dégressivité à la tarification de la capacité de l'option T4 au-delà d'un certain seuil ?

ENGIE est favorable à ce principe.

Q11 : Êtes-vous favorable à l'envoi d'un signal économique aux producteurs de biométhane concernant la localisation des installations, afin de réaliser en priorité les installations engendrant le moins de contraintes sur le réseau ?

ENGIE n'est pas favorable à l'envoi d'un signal économique supplémentaire aux producteurs de biométhane concernant la localisation des installations par rapport au réseau de gaz. En effet, deux mécanismes économiques permettent déjà de favoriser les projets qui engendrent des coûts moindres de raccordement et de renforcement.

- Le critère technico-économique défini dans le décret à venir relatif au droit à l'injection viendra limiter naturellement les projets dont les coûts de renforcement seraient trop importants (car le reste à charge pour le producteur aurait un effet dissuasif).
- Au-delà d'une certaine distance de raccordement, les projets de biométhane ne deviennent plus rentables, y compris avec le mécanisme de réfaction. Les producteurs sont ainsi incités à développer leurs projets en tenant compte des contraintes de raccordement. Cela sera d'autant plus accentué que la filière s'est engagée dans une dynamique de baisse des coûts de production.

ENGIE souligne par ailleurs que les porteurs de projet doivent également composer avec les contraintes liées aux plans d'approvisionnement et d'épandage, au foncier ainsi qu'à l'acceptabilité locale pour trouver la localisation la plus pertinente. Ainsi, une suroptimisation de la localisation par rapport aux seules contraintes de réseau semble trop complexe à mettre en œuvre en pratique.

Enfin, dans tous les cas de figure, ENGIE se positionne en défaveur de la mise en place d'un tarif d'injection qui serait supporté par les acteurs de la filière biométhane. En effet, la philosophie du « droit à l'injection », dont la base législative a été définie dans la loi EGALIM en octobre dernier, était de libérer les nombreux projets bloqués faute de capacité suffisante dans les réseaux et non de faire supporter des coûts supplémentaires aux producteurs. L'introduction d'une telle composante tarifaire ajouterait également un risque réglementaire (du fait des revues tarifaires périodiques) qui pèserait sur les analyses de rentabilité et nuirait à la

confiance des investisseurs et des banques, alors même que cette filière en cours de consolidation nécessite au contraire un accompagnement accru.

En conclusion, ENGIE considère que le dispositif actuel est équilibré. Les incitations remplissent l'objectif d'encadrer les coûts de raccordement et de renforcement au bénéfice des projets les moins coûteux pour la collectivité. Nous rappelons qu'il est nécessaire de fixer un cadre lisible et pérenne pour l'accompagnement de cette filière et considérons que seul un premier retour d'expérience de quelques années permettrait de réfléchir à d'éventuels ajustements.

Q12 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur la structure des tarifs ATRD ?

ENGIE souhaite que des travaux, par exemple au travers d'une concertation, soient engagés autour de la nature et de la qualité des services rendus par le GRD. Les indicateurs actuels mériteraient en effet d'être révisés pour assurer un suivi plus pertinent de la qualité délivrée et *in fine* l'améliorer.

Plusieurs dysfonctionnements motivent ce souhait :

- les délais constatés de gestion des mises en service ou de gestion des réclamations ;
- la multiplication des cas d'inversion de PCE ;
- les difficultés à joindre la ligne acheminement ;
- les difficultés liées à la publication de relèves erronées.

Il est ainsi nécessaire que les délais de gestion et la qualité des prestations s'améliorent en se recentrant sur l'intérêt du consommateur final, par exemple en réalisant la prestation à la date attendue par le client plutôt qu'à la date préférée par le GRD ou en assurant un suivi complet des réclamations dans un délai raisonnable. Les standards des GRD en matière de délais de traitement des demandes ou d'horaires de service doivent en outre s'inscrire dans les standards des opérateurs d'autres secteurs.

*