

Consultation publique n°2019-017 du 1er octobre 2019 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GRDF

Réponse d'EDF

le 8 novembre 2019

La France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone en 2050. Cela suppose de n'émettre pas plus de gaz à effets de serre (GES) que le territoire ne peut en absorber. Avec les émissions de GES de l'agriculture, certaines émissions du secteur de l'industrie liées à des usages des hydrocarbures difficilement substituables saturent quasiment le budget autorisé dans l'atteinte de cet objectif. Ceci exige :

- l'arrêt total du recours au méthane d'origine fossile après 2050. C'est pourquoi le projet de PPE fixe comme objectif une réduction de la consommation de gaz d'origine fossile de 19% en 2028 par rapport à 2012.
- une consommation de gaz 100% renouvelable. Or, il est difficile de tabler sur une ressource en biogaz dépassant 100 à 150 TWh, comme noté dans le récent rapport de prospective de la CRE, complétée d'une production électrolytique d'hydrogène (de l'ordre d'une quarantaine de TWh dans le scénario SNBC 2050).

Par conséquent, une division par au moins deux, et plus probablement trois, de la quantité de gaz injectée dans les réseaux entre aujourd'hui et 2050 est attendue. Dans ce contexte, afin de diminuer le risque de coûts échoués, il est indispensable de soigneusement vérifier que tout investissement d'extension ou de renforcement de l'infrastructure gazière s'inscrit bien dans les objectifs et trajectoires tracés par la SNBC et la PPE, et se trouve donc justifié de façon robuste par l'essor du gaz renouvelable.

Par ailleurs, pour tout investissement approuvé par la CRE, il est essentiel que la rémunération procure une rentabilité correcte des actifs et en reflète les risques supportés par les opérateurs d'infrastructures. En particulier, le taux sans risque doit être cohérent avec la durée de vie des actifs ce qui n'est pas le cas dans l'audit réalisé par Compass Lexecon. EDF considère que le CMPC ne doit pas être employé comme levier pour faire évoluer les tarifs à la baisse.

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 ?

Comme indiqué dans sa réponse à la consultation publique du 14 février, EDF n'est pas favorable à la différenciation envisagée des taux de rémunération, car elle ne serait pas cohérente avec le mode de financement réel des actifs dans une entreprise. En effet, le financement de l'activité est en général réalisé

de manière globale, sans fléchage entre les nouveaux actifs, les actifs d'un projet donné, et les nouvelles dettes de l'année. Ce financement global permet notamment de gérer au mieux le financement et le refinancement de l'activité, en fonction des conditions de marché, en ajustant notamment le montant de dette émis, sa maturité, voire sa devise d'émission. La différenciation envisagée serait par ailleurs une source de complexité et de perte de visibilité, injustifiée selon EDF.

De plus, les investissements sont financés sur le long terme et ne font pas l'objet d'un refinancement à moyen terme. Ainsi, l'existence de deux taux de rémunération ne se justifie pas du point de vue du financement des actifs.

Ainsi, EDF préfère maintenir le système actuel avec un seul taux de rémunération pour l'ensemble des actifs régulés, hors prime incitative spécifique sur certains actifs.

Question 2 : Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires que la CRE envisage pour le tarif ATRD6 ?

EDF est favorable aux grands principes tarifaires proposés par la CRE. EDF est également favorable à un apurement du CRCP tous les ans dans la limite d'une évolution tarifaire, hors inflation, de +/- 2%.

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 ?

Les immobilisations en cours doivent être rémunérées. Cependant, EDF n'est pas favorable au taux de rémunération envisagé par la CRE pour les IEC à cycle long et considère que les IEC doivent être rémunérées au même taux que la BAR, c'est au Coût Moyen Pondéré du Capital, étant donné que les gestionnaires de réseaux financent ces actifs au CMPC. En outre, il n'y a pas de raison économique que les investissements à cycle court soient traités de manière distincte des investissements à cycle long.

Question 4 : Avez-vous notamment des remarques concernant le traitement des coûts échoués envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

EDF n'est pas favorable aux principes proposés par la CRE pour les coûts échoués retirés de l'inventaire des actifs avant la fin de leur durée de vie comptable et préconise de maintenir la couverture de ces coûts par le CRCP.

Question 5 : Avez-vous notamment des remarques concernant le traitement des actifs cédés envisagé par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

Il est essentiel que les opérateurs de stockage restent incités à la performance économique. A cette fin, ils doivent conserver une partie des fruits de celle-ci. En outre, si un tel mécanisme était mis en place, il devrait

être symétrique c'est-à-dire que les éventuelles moins-values devraient également être intégrées, en partie, au tarif.

Question 6 : Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolutions annuelles des termes tarifaires envisagés par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

Une mise à jour au 1^{er} avril permettrait une harmonisation globale des dates de mise à jour tarifaires (ATRT et ATS) et des dates de mise à jour du système de profilage (CAR et profils). Elle est préférable au maintien d'une évolution annuelle au 1^{er} juillet.

En outre, la CRE envisage d'abaisser le seuil entre T1 et T2 ce qui nécessitera de mettre à jour les profils, en particulier les profils P011 et P012. Or, ces derniers sont mis à jour le 1^{er} avril. Ainsi, Si la date du 1^{er} juillet était retenue pour l'évolution de l'ATRD6, pendant trois mois, les nouveaux profils ne seraient pas cohérents avec les tarifs de distribution ce qui n'est pas souhaitable.

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 ?

EDF est favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE à l'exception des coûts associés au projet « changement de gaz ». Les coûts associés à ce projet sont estimés à environ 400 M€ pour GRDF, et il convient d'être vigilant au respect du budget qui sera fixé prochainement. EDF convient que GRDF ne maîtrise pas tous les tenants et aboutissants de ce projet, en particulier le calendrier qui pourrait être accéléré suite aux dernières annonces faites sur la fermeture du champ de Groningue. Cependant, il pourrait être souhaitable d'inciter partiellement GRDF à maîtriser les coûts de ce projet.

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 ?

EDF est favorable au maintien d'un mécanisme de maîtrise des coûts unitaires des investissements. Un tel mécanisme est de nature à optimiser la gestion et le coût des investissements de GRDF, sans compromettre toutefois la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation et la sécurité de son réseau.

En revanche, EDF s'interroge sur le niveau de référence retenu pour les futurs investissements. Fonder ce niveau uniquement sur les résultats de l'année 2018 questionne pour plusieurs raisons. Premièrement, il convient de s'assurer que les cibles de référence soient de nouveau atteignables et qu'elles ne résultent pas de facteurs particulièrement favorables. A contrario, la cible peut être trop « basse » en raison de conjonction de facteurs défavorables, ce qui pourrait engendrer des bonus systématiquement.

Deuxièmement, les cibles doivent rester incitatives et ne doivent pas conduire à engager des ressources considérables, supérieures aux bonus, pour « battre » la cible ». Enfin, certains segments sont très variables et se fonder sur une seule année ne paraît pas pertinent. A titre d'exemple, le segment « Renouvellement des réseaux » qui regroupe les coûts des ouvrages les plus élevés a connu des écarts de -1 % en 2016, +2 % en 2017 et -5 % en 2018.

Question 9 : Êtes-vous favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements « hors réseaux » proposés par la CRE pour le tarif ATRD6 ?

EDF est favorable à la mise en œuvre de mécanismes de régulation incitative des investissements « hors réseaux ». Cependant, concernant les charges SI, EDF considère qu'une incitation de 100 % n'est pas souhaitable. En effet, il s'agit d'activités stratégiques, notamment les enjeux de digitalisation du réseau, qui sont au cœur de l'évolution de l'activité du gestionnaire de réseau sur lesquelles ils n'ont pas la totale maîtrise.

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 ?

Et

Question 11 : Pensez-vous qu'il serait pertinent de supprimer certains indicateurs ? Si oui, lesquels ?

EDF n'est pas favorable à la suppression des indicateurs relatifs à la qualité des données de relève JJ et des allocations aux PITD transmises aux GRT. Ces données sont essentielles aux systèmes d'allocation, et les GRT utilisent encore trop souvent des données dites de back-up. Ainsi EDF souhaite le maintien des indicateurs « Qualité des relevés JJ transmise aux GRT pour les allocations journalières aux PITD » et « Transmission aux GRT des estimations journalières des quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD » en relevant les objectifs associés à respectivement 98 % et 3 jours.

Question 12 : Y a-t-il des thématiques sur lesquelles vous souhaiteriez que GRDF soit incité ?

GRDF rencontre depuis début 2018 des problèmes de non publication de relèves des compteurs Gazpar. A la fin août 2019, il y avait 12 300 PCE impactés par le problème de non-publication de relèves cycliques des compteurs Gazpar, soit 0,51 % des PCE Gazpar et 6 500 PCE impactés par le problème de non-publication de relèves contractuelles des compteurs Gazpar (source : GT4 du 20/09/2019), certains PCE étant concernés par les deux problèmes. GRDF n'annonce pas la résolution avant juillet 2020, date d'effet de l'ATRD6.

Les indicateurs spécifiques Gazpar publiés actuellement par GRDF, calculés à partir de taux (Taux de publication des index aux fournisseurs - Taux d'index cycliques mesurés - Taux d'index mesurés sur

demandes contractuelles) ne permettent pas de mettre en évidence le nombre important de relèves non publiées et leur impact sur la facturation des clients par les fournisseurs. Ainsi, EDF souhaite l'introduction d'un suivi mensuel du nombre de PCE Gazpar dont les relèves n'ont pas été publiées depuis plus de 3 mois et depuis plus de 6 mois.

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 ?

EDF accueille très favorablement la proposition de la CRE « *de demander aux opérateurs de consulter le marché, en début de période tarifaire, sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer* ». En effet, il est essentiel que les dépenses de R&D&I couvertes par l'ATRD6 se limitent au domaine régulé comme semble l'envisager la CRE. Des dépenses de R&D&I concernant des activités concurrentielles ne doivent pas être couvertes par le tarif de transport au risque de distordre la concurrence.

Par ailleurs, EDF est également favorable à introduire une possible révision de la trajectoire à mi-période tarifaire. Cette souplesse permettrait en particulier de ne pas attendre la prochaine période tarifaire pour effectuer de la R&D sur des sujets émergents qui n'auraient pas été identifiés en début de période tarifaire ou de stopper certains programmes de recherche dont on sait que les résultats ne seront pas concluants.

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 ?

En premier lieu, EDF rappelle qu'il a toujours été défavorable à ce qu'un gestionnaire de réseau soit incité à développer le nombre d'utilisateurs raccordés au réseau de gaz ou à promouvoir l'usage du gaz. Il n'est pas du ressort du GRD d'assurer la pérennisation ou le développement d'un portefeuille de clients. Ce sont, en effet, des prérogatives qui touchent au rôle des fournisseurs dans leur relation avec leurs clients et prospects. De même, EDF rappelle que les installations fonctionnant au fioul et au charbon peuvent être remplacées par des installations fonctionnant par une énergie moins carbonée que le gaz. EDF considère donc comme inéquitable que des moyens publics soient mis à disposition de GRDF pour inciter les détenteurs d'appareils fonctionnant au charbon ou au fioul à les remplacer par des appareils fonctionnant au gaz alors que des appareils fonctionnant avec des énergies renouvelables et/ou bas carbone sont disponibles sur le marché.

Par conséquent, EDF considère qu'aucun budget visant à augmenter le nombre de raccordement ne devrait être alloué à GRDF et qu'aucun mécanisme incitatif ne devrait être mis en œuvre. EDF apprécie donc que le budget alloué à GRDF soit réduit de moitié mais considère qu'il ne s'agit que d'une étape vers la suppression de celui-ci. Concernant le mécanisme incitatif, EDF apprécie que le bonus additionnel soit supprimé mais regrette que la CRE envisage de conserver hors CRCP la part fixe du tarif en cas de dépassement de la cible. GRDF reste incité à augmenter le nombre de raccordement ce qui va à l'encontre des orientations de

politique énergétique transmises à la CRE précisant qu'il « *n'est pas souhaitable de poursuivre des dispositifs de régulation incitative conduisant à développer le nombre de consommateurs raccordés aux réseaux de gaz* ».

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 %) ?

EDF est favorable à la proposition de la CRE d'aligner l'incitation de GRDF à maîtriser le coût de ses pertes avec celle des autres opérateurs d'infrastructures.

Question 16 : Êtes-vous favorable au taux de pertes théorique proposé par GRDF pour le tarif ATRD6 ?

EDF est favorable à baisser le taux de perte théoriques tel que proposée par GRDF.

Question 17 : Quelle est votre position sur les orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRD6 ?

Charges opérationnelles

Le projet de PPE fixe un objectif de baisse de la consommation de gaz fossile de 19% en 2028 par rapport à 2012. Dans ce contexte, une maîtrise des charges opérationnelles est souhaitable. La demande de GRDF consiste en une augmentation de 130 M€ des charges d'exploitation entre 2018 et 2020, dont près de un tiers est dû à l'inflation. Cependant, au cours des prochaines années, GRDF a deux projets d'envergure à réaliser : La conversion de la zone B en gaz H (projet « changement de gaz ») qui devrait s'accélérer au cours de la prochaine période tarifaire et le déploiement de Gaspar. Par conséquent, une baisse des charges d'exploitation pour la prochaine période tarifaire paraît assez difficile à atteindre.

Pour autant, toutes les demandes d'augmentation de GRDF ne paraissent pas justifiées. Il s'agit par exemple des aides à l'adaptation, dans l'habitat collectif, des conduits d'évacuation des fumées afin de permettre le remplacement des chaudières anciennes par des chaudières à haute performance énergétique. EDF partage l'avis de la CRE selon lequel cette activité ne fait pas partie des missions de GRDF et qu'il n'y a pas de raison d'attribuer un budget à cette activité.

De même, concernant le projet « biométhane », EDF partage l'avis de la CRE que les trajectoires de développement du biométhane injecté retenues par les GRT devraient être cohérentes avec celles fixées par la PPE.

CMPC

1) Taux sans risque

EDF considère que le taux sans risque pour les gestionnaires de réseaux de transport gaz, tout comme pour les autres gestionnaires d'infrastructures d'énergie, doit être défini avec une approche de long terme cohérente avec la durée de vie des actifs. Ainsi, un taux sans risque d'au moins 2,2% est aujourd'hui nécessaire pour refléter ce caractère de long terme, et que ce taux devrait être maintenu pour les années à venir, sauf en cas de remontée significative des taux. Ce taux de 2,2% est cohérent avec celui proposé par NERA (2,3%) et dans la fourchette proposée par Frontier Economics (1,9% à 2,74%), correspond à une moyenne sur un historique de 10 ans des OAT de maturité 30 ans.

2) Prime de dette

Le spread de financement doit être estimé en cohérence avec le taux sans risque. Il doit refléter les conditions de financement des acteurs concernés, et notamment le financement éventuel en devises étrangères (utilisé pour des raisons de gestion du risque de liquidité et de refinancement). EDF considère que les valeurs proposées par Compass Lexecon (1,13%) et NERA (0,9%) sont faibles et qu'une valeur adaptée devrait plutôt être dans la fourchette proposée par Frontier Economics (1,33% à 1,73%).

3) Prime de risque de marché action

La prime de risque marché action reflète le surplus de rémunération exigée du marché actions par rapport au marché obligataire. La prime de risque marché est réputée négativement corrélée au taux long terme (le corolaire d'une baisse du marché obligataire telle que celle reflétée dans le point 1 est une hausse de cette prime de risque de marché action). Aujourd'hui, la prime de risque marché de 5% retenue par la CRE est en-dessous des standards retenus par les différents acteurs qui tablent sur des niveaux proches de 6-7 %. En outre, différentes sources (travaux académiques, sondages de praticiens, benchmarks d'institutions financières et analyses des grands cabinets de conseil et d'expertise comptable) convergent vers une valeur de 6%. Ainsi, EDF considère qu'une valeur *a-minima* de 6% correspondant au haut de fourchette proposée par Compass Lexecon devrait être retenue.

4) Paramètres sectoriels (beta et gearing)

En se fondant sur l'utilisation de références constituées d'indices de marchés locaux (comme proposé par Frontier Economics et Nera contrairement à Compass LEXECON qui a retenu un indice plus global géographiquement), EDF considère que le beta désendetté devrait être aligné avec celui retenu pour le transport (0,45) comme c'est le cas dans les autres pays européens et quoi qu'il en soit être au minimum de 0,4. Par ailleurs un ratio d'endettement de 50% est cohérent avec les valeurs retenues pour l'ATRT6.

5) Taux d'imposition

Il nous semble pertinent de retenir un taux d'impôt représentatif de la période couverte. De ce fait, un taux de 26,99% serait proposé en accord avec les visions de Compass Lexecon et Nera. Frontier Economics retient un taux d'imposition actuel de 34,43%

6) Inflation

L'hypothèse d'entreprise en la matière sur la période 2020-2023 est de 1,2% et est en accord avec la valeur proposée par Compass Lexecon.

7) Autres

Une prime de risque additionnelle devrait être ajoutée au taux de rémunération fixé au niveau du coût moyen du capital (CMPC) pour introduire une marge suffisante permettant d'éviter le risque que la rémunération soit en-dessous du CMPC : il s'agit là encore d'un standard de marché dans les groupes industriels. A minima, une prime de risque incitative sur les nouveaux actifs pourrait être introduite.

Par ailleurs une méthode de calcul spécifique de passage au CMPC réel avant impôt a été utilisée pour l'ATRD5. Une approche consistant à passer du CMPC nominal après impôt au CMPC réel avant impôt en corrigeant le CMPC nominal après impôt de l'impôt puis en corrigeant de l'inflation est l'approche retenue par EDF. Cette approche est également proposée par Nera et conduit à des CMPC réel avant impôt sensiblement plus élevés que la première méthode (+0,2% de WACC environ).

8) Synthèse

Au global, EDF considère que le CMPC réel avant IS devrait être fixé a minima à 4,9% en considérant un beta à 0,4 et à 5,2% avec un beta à 0,45.

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 ?

EDF n'a pas d'avis sur cette question.

Question 19 : Que pensez-vous des trajectoires prévisionnelles de quantités de gaz distribuées et de consommateurs raccordés proposées par GRDF ?

Le projet de PPE fixe un objectif de baisse drastique de la consommation de gaz fossile. Cette baisse impacte en premier lieu la demande finale en raison des efforts d'efficacité énergétique. Par conséquent, EDF note que la trajectoire envisagée dans l'ATRD6 n'est pas compatible avec l'objectif fixé par la PPE.

Question 20 : Êtes-vous favorable aux modalités d'évolution du terme Rf envisagées par la CRE ?

EDF est favorable aux modalités d'évolution envisagées.

Question 21 : Que pensez-vous des évolutions envisagées par la CRE pour établir la grille tarifaire des prochains tarifs ATRD ?

Comme indiqué lors de la consultation publique relative à la structure de l'ATRD6, EDF est favorable aux trois évolutions tarifaires envisagées. Concernant l'abaissement du seuil entre les options T1 et T2, EDF rappelle la nécessité d'une concomitance entre la mise à jour des profils et la mise à jour tarifaire (voir question 6).

EDF est également favorable à retarder la mise en œuvre des autres évolutions un temps envisagées en raison de leur complexité opérationnelle.

Question 22 : Êtes-vous favorable à l'abaissement des coefficients tarifaires de janvier et février de 8/12 à 4/12 en distribution ?

EDF est favorable à cette évolution afin que le tarif de distribution soit cohérent avec celui du transport.

Question 23 : Êtes-vous favorable au maintien du calcul actuel des pénalités de dépassement de capacité journalière sur le réseau de distribution ?

EDF est favorable au maintien.

Question 24 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur le prochain tarif ATRD de GRDF ?

EDF n'a pas d'autres remarques à formuler.

ooOoo