

Consultation publique n°2019-013 du 23 juillet 2019 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Terega

Réponse d'EDF

4 octobre 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 et exige :

- l'arrêt total du recours au méthane d'origine fossile après 2050. C'est pourquoi la 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 des actifs 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.

Enfin, la France important la quasi-totalité de son gaz, qui sera très majoritairement d'origine fossile pour encore longtemps, le rôle des terminaux de regazéification reste important au sein de l'infrastructure gazière et stratégique pour l'approvisionnement national. Ceux-ci étant en concurrence directe avec les terminaux belges, néerlandais et espagnols, et l'existence d'une surcapacité de regazéification en Europe faisant qu'ils sont facilement « arbitrables » par les vendeurs de GNL, il est souhaitable que la tarification reconnaisse ces caractéristiques, et que les niveaux des tarifs aux PITTM ne pénalisent par les terminaux français, notamment par rapport à ceux des Pays-Bas et de la Belgique.

Question 1 : Quelle est votre position quant à l'introduction éventuelle d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs pour le tarif ATRT7 ?

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, ni 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 après 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 : Avez-vous des remarques concernant le traitement des actifs cédés envisagé par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

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 celles-ci. En outre, si un tel mécanisme était mis en place, il devrait être équilibré c'est-à-dire que les éventuelles moins-values devraient également être intégrées, en partie, au tarif.

S'agissant des éventuels coûts échoués, EDF considère qu'un investissement doit être couvert par le tarif dès lors qu'il a été approuvé par la CRE.

Question 3 : Etes-vous favorable aux grands principes tarifaires que la CRE envisage pour le tarif ATRT7 ?

EDF est favorable au grand principe tarifaire proposé 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%.

- Actuellement, les termes tarifaires du réseau amont varient uniquement en fonction l'inflation ce qui donne une bonne visibilité aux souscripteurs de long terme (ex : souscriptions de capacités de stockage jusqu'à quatre ans en avance, souscriptions de long terme de la capacité d'entrée sur le réseau de transport depuis les terminaux méthaniers). Il est essentiel de conserver cette visibilité et ne pas plafonner l'apurement du CRCP sur les termes amont créerait de l'incertitude ce qui nuirait à la rentabilité des investissements réalisés et pourrait dégrader l'attractivité du marché français.

- Les termes tarifaires du réseau aval supportent aujourd'hui l'intégralité des incertitudes liées aux évolutions intra-période tarifaire du revenu autorisé des opérateurs, notamment en conséquence de l'apurement du solde de CRCP, ce qui peut conduire les fournisseurs à facturer des primes de risque dans leurs contrats au cas où ils ne seraient pas en mesure de refacturer l'intégralité de la hausse. Plafonner l'apurement du CRCP pour ces termes donnerait une meilleure visibilité aux fournisseurs et serait plus facile à refacturer aux consommateurs (et réduirait les primes de risque).

Question 4 : Etes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

EDF est favorable au calendrier et au principe d'évolution tarifaire proposée par la CRE.

Concernant la période tarifaire, une durée de 4 ans permet de donner de la visibilité et une stabilité juridique tout en étant adaptée à une vision industrielle. Mais il est indispensable de maintenir une clause de revoyure pour des aléas majeurs ou des évolutions significatives impactant les recettes ou les coûts des gestionnaires de réseau.

Concernant les mises à jour tarifaires, EDF est favorable à une évolution au 1^{er} avril, à l'exception des PIR qui évolueraient au 1^{er} octobre de chaque année. Une harmonisation globale des dates de mise à jour tarifaires (ATRD, ATRT, ATS et ATTM) et de la mise à jour du système de profilage (CAR et profils) est également souhaitable.

Question 5 : Etes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

EDF partage l'avis de la CRE selon lequel la régulation incitative doit porter sur des charges ou recettes prévisibles et maîtrisables. Outre, les charges et produits envisagés par la CRE, EDF considère que les impôts, redevances et taxes devraient figurer dans les charges couvertes par le CRCP car celles-ci ne constituent pas un poste raisonnablement prévisible et maîtrisable. En effet, les taux d'impôts, redevances et taxes peuvent évoluer au cours d'une période tarifaire sans que les gestionnaires de réseau aient une quelconque maîtrise dessus.

Concernant l'absence de couverture de la majorité des charges d'exploitation par le CRCP, EDF y est favorable. En effet, le mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation est un mécanisme vertueux car il génère une incitation à la réalisation de gains de productivité. Cependant, les trajectoires définies ex-ante doivent être réalistes et atteignables et ne doivent porter que sur des charges maîtrisables. A défaut, cela revient à pénaliser mécaniquement le taux de rémunération affiché et peut également conduire à une sous-couverture des coûts. En particulier, des mesures d'abaissement systématique du niveau des charges couvertes par le tarif sans que les leviers pour atteindre cette baisse ne soient à la main de l'opérateur reviendraient à mettre en péril la bonne réalisation de ses missions alors que même les

activités historiques exigent des efforts croissants et des développements importants. La présomption d'efficacité de l'opérateur doit rester un socle du cadre de régulation et le benchmark doit être pertinent.

Question 6 : Etes-vous favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements proposés par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

Le projet de PPE fixe un objectif de baisse des consommations gazières à l'horizon 2028. En outre, le réseau français est suffisamment dimensionné avec quatre terminaux de régazéification et de multiples interconnexions qui permettent de diversifier les sources d'approvisionnement. Par conséquent, il est indispensable d'être vigilant dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement.

Dans ce contexte, le maintien d'une incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements est essentiel. Le seuil de 20 M€ semble adapté car il avait été légèrement relevé entre l'ATRT5 et l'ATRT6 afin de réduire le nombre de projets concernés.

En revanche, EDF est défavorable à l'incitation de 100% des charges SI car 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 7 : Etes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

EDF est favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE. Parmi les indicateurs permettant le suivi de la qualité de service, EDF est particulièrement attentif à ceux concernant le respect des programmes de travaux et maintenance. En effet, le non-respect des programmes de maintenance est susceptible de fortement influencer l'optimisation offre-demande des acteurs.

S'agissant des mesures des consommations mises à disposition des expéditeurs, au-delà de la qualité de la mesure, EDF estime nécessaire d'accélérer leur publication, en particulier celle des quantités intra-journalières télé-relevées aux PIC. Ces mesures, actuellement fournies aux acteurs entre une heure et deux heures après le temps réel, devraient être mises à disposition plus tôt afin de leur permettre d'améliorer les prévisions de la consommation journalière et de s'équilibrer au mieux. Par ailleurs, les sites fortement modulés sont soumis à des contraintes particulières de déclaration des programmes et au respect des délais de prévenance alors qu'aucune donnée de consommation leur permettant de vérifier en temps-réel le respect de ces contraintes n'est mise à leur disposition par les GRT.

EDF est favorable à l'introduction d'un indicateur sur le taux de disponibilité des ventes de capacités fermes court-terme. EDF estime par ailleurs essentiel que la capacité disponible à l'horizon court-terme soit publiée en temps-réel par le gestionnaire de réseau afin de garantir la transparence des marchés de l'énergie conformément à l'article 4 du règlement (UE) N° 1227/2011.

EDF est favorable à la mise en place d'un indicateur de suivi de la mise à disposition d'informations relatives à la transparence des appels au spread localisé et estime nécessaire de suivre à la fois leur qualité et leur délai de publication.

EDF est également favorable à la proposition de la CRE de mettre en place des indicateurs mensuels de suivi du fonctionnement de la zone de marché unique. EDF considère néanmoins que ces indicateurs devraient fournir des informations relatives à tous les leviers activés pour le traitement des congestions (mécanismes inter-opérateurs, interruptions de capacités interruptibles, non-commercialisation de capacités fermes disponibles, limitation des capacités d'injection dans les stockages, spread localisé et restriction mutualisée) ainsi que, le cas échéant, sur les volumes de gaz concernés et les coûts associés. En particulier, EDF considère qu'il faut davantage de transparence sur les appels d'offre de spread localisés (sujet déjà évoqué en Concertation Transport) au moyen d'indicateurs spécifiques. Des informations détaillées sur les quantités et les prix par point concerné devraient être publiées ex-post.

Question 8 : 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 ATRT7 ?

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'ATRT7 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 9 : Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRT7 pour GRTgaz et Teréga ?

Charges opérationnelles

EDF apprécie le travail approfondi accompli par l'auditeur sur les charges opérationnelles supportées par les opérateurs de transport. Il permet d'apporter un éclairage intéressant sur la trajectoire prévisionnelle des charges envisagée (charges d'énergie, des consommations externes, des dépenses de personnel et des impôts et taxes, analyse d'efficacité). Il ressort de cette étude qu'un certain nombre de charges seraient surestimées. Ainsi, à la lumière de cette étude, EDF rejoint donc la CRE sur le fait que les prévisions de coûts opérationnels doivent donc être revues à la baisse et considère qu'une maîtrise de ces charges est souhaitable.

En outre, EDF partage l'avis de la CRE selon lequel les dépenses liées à l'attractivité de l'entreprise ainsi que celles visant à accompagner les consommateurs dans l'amélioration de leurs performances énergétiques n'ont pas vocation à être couvertes par le tarif de transport. L'amélioration des performances énergétiques est à la charge des fournisseurs d'énergie.

Enfin, concernant les charges d'énergie, EDF rejoint l'analyse de la CRE selon laquelle les hypothèses retenues par GRTgaz et Téréga sont conservatrices. La capacité à Pirénéos n'a été saturée qu'à de rares occasions ces dernières années et il n'a pas lieu de retenir cette hypothèse à l'avenir. Par ailleurs, les livraisons de GNL sont reparties à la hausse depuis une année, en lien avec la mise en service de nombreuses capacités de liquéfaction et à la faveur d'une détente des prix sur les marchés asiatiques. Sur la période de l'ATRT7, il semble assez raisonnable de considérer selon une probabilité non négligeable, que le marché du GNL reste assez dynamique en Europe : L'hypothèse d'une réduction des livraisons de GNL est donc très discutable.

Trajectoire d'investissements et charges de capital

En l'état actuel de la proposition, la CRE n'envisage pas de modification de la trajectoire d'investissement. Or, alors que le projet de PPE pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028 a révisé à la baisse les trajectoires d'injection du biométhane dans les réseaux de 8 TWh à 6 TWh en 2023, les GRT se fondent sur une trajectoire de développement de la filière de 10 TWh en 2023. EDF considère que les trajectoires de développement du biométhane injecté retenues par les GRT devraient être cohérentes avec celles fixées par la PPE.

En outre, EDF observe qu'à CMPC constant, les charges de capital nettes augmentent et souligne qu'il est essentiel de veiller à leur maîtrise à l'avenir en cohérence avec les perspectives d'évolution, à long terme, de la part du gaz dans le mix énergétique et afin de diminuer le risque de coûts échoués.

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 point précédent. 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 actions

La prime de risque de marché actions reflète le surplus de rémunération exigée du marché actions par rapport au marché obligataire. La prime de risque marché est corrélée négativement aux taux long terme. Par conséquent, au vu de la baisse des taux sans risque évoquée précédemment, il est nécessaire que cette baisse soit compensée par une hausse de la prime de risque de marché actions. 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% que correspondant au haut de fourchette proposée par Compass Lexecon devrait être retenue.

4) Paramètres sectoriels (bêta et gearing)

Les benchmarks réalisés pour les réseaux de transports gaz conduisent à des valeurs cohérentes avec celles présentées par NERA et Frontier Economics. EDF considère que le bêta devrait être calé a minima sur le haut de fourchette proposée par Compass Lexecon (0,45), et le gearing au maximum à 50%, valeur médiane de la fourchette de Compass Lexecon (50%).

5) Taux d'imposition

Le taux d'imposition devrait être représentatif de la période couverte. De ce fait, un taux de 26,99% proposé par Compass Lexecon et Nera serait cohérent, contrairement au taux proposé par Frontier Economics.

6) Inflation

L'inflation devrait être fixée en cohérence avec les niveaux de marché. A cet égard, le niveau le plus bas évoqué par les différentes analyses (1,2%) paraît le plus adapté pour la période 2020-2023.

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 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'ATRT6. EDF privilégie l'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 le corrigeant de l'inflation. 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 4,94%, soit le bas de la fourchette estimée par Frontier Economics.

Question 10 : Avez-vous des remarques concernant les souscriptions prévisionnelles de GRTgaz et Teréga pour la période 2020-2023 ?

Concernant les hypothèses prévisionnelles de réservation de capacité, EDF note que ces hypothèses sont très peu détaillées, de sorte qu'il est difficile d'avoir une vue complète et en profondeur des hypothèses retenues pourtant structurantes pour le calcul des tarifs (par exemple en fonction des réservations selon le type de points : sortie sur le réseau principal, régional, PIR, PITTM, PITS; ou bien ventilation entre capacité réservées sur les réseaux principal et régional). C'est pourquoi une plus grande transparence sur les hypothèses serait appréciée afin de pouvoir reconstruire et comprendre les impacts sur le niveau des tarifs.

Les souscriptions sur le réseau amont baissent beaucoup plus que les objectifs de la PPE sans justification autre que la fin d'un contrat de long terme (transit vers Pirineos), alors que les souscriptions à l'aval baissent d'une manière à peu près en ligne avec les objectifs de la PPE. Il semble donc y avoir un manque de cohérence, avec des hypothèses très pessimistes sur les souscriptions de court terme à l'amont. Le gaz devant, pour la quasi-totalité, être importé, une baisse aussi accentuée des souscriptions à l'amont ne semble pas justifiée.

Question 11 : Avez-vous des remarques concernant les grands principes tarifaires et la méthode que la CRE envisage de retenir pour le tarif ATRT7 ?

Au préalable, EDF rappelle qu'il est favorable à un tarif de réseau qui répercute les coûts aux groupes d'utilisateurs qui les engendrent. De ce point de vue, EDF considère que la proposition actuelle va dans le bon sens.

- Concernant les tarifs d'entrée depuis les terminaux méthaniers (PITTM)

EDF apprécie l'effort envisagé pour baisser les tarifs aux PITTM (réduction de 10% en augmentation par rapport au précédent). Toutefois, une baisse supplémentaire devrait être envisagée pour les raisons suivantes :

- i) Attractivité du réseau français : Il s'agit tout d'abord de ne pas pénaliser l'importation de GNL en France, et au contraire de renforcer la compétitivité des terminaux français par rapport aux terminaux méthaniers dans les pays voisins. Pour ce faire, EDF estime que les niveaux des tarifs aux PITTM devraient être plus proches à ceux de la Belgique et des Pays-Bas (de 31 à 67€/MWh/j/an).

De plus, cette baisse reflèterait mieux les conditions techniques des terminaux méthaniers comme une pression d'entrée sur le réseau supérieure ce qui engendre moins de coûts pour les GRT.

- ii) Sécurité d'approvisionnement : L'article L 431-9 du code de l'énergie oblige les détenteurs de stocks de GNL à les mettre à disposition des gestionnaires de réseaux en cas d'appel au marché. Ainsi, les terminaux de regazéification sont reconnus comme essentiel à la sécurité d'approvisionnement. Or, l'article 9 du règlement UE 2017/460 du 16 mars 2017 donne la possibilité d'accorder un rabais aux points d'entrée des installations de GNL « *dans le but de renforcer la sécurité d'approvisionnement* ». EDF estime que sécurité d'approvisionnement et compétitivité vont de pair et doivent donc se traduire par une diminution appropriée des tarifs aux PITTM.
- iii) Baisse du spread PEG/TTF : Les données chiffrées de ces derniers mois montrent une corrélation positive entre le volume de GNL entrant et le prix au PEG ; plus le flux de GNL est important plus le spread PEG/TTF est bas (passage en négatif même durant les derniers mois)¹. L'amélioration de la compétitivité du GNL pour les terminaux français peut donc induire un effet très positif de baisse des coûts pour le consommateur final (voir annexe).
- iv) Stabilité des souscriptions : La réservation de capacités de long terme au niveau des PITTM donne une visibilité et une garantie à GRTgaz qui doit en retour permettre une baisse du tarif en ces points.

Par conséquent, EDF estime qu'un rabais supplémentaire sur les termes d'entrée des terminaux méthaniers (PITTM) serait de nature à rendre compte de la spécificité du GNL pour l'approvisionnement en gaz de la France et d'améliorer l'attractivité du réseau français, moyennant des impacts très limités sur les autres points. En effet le volume de souscription aux terminaux méthaniers est significativement inférieur au volume des autres points.

- Concernant la répartition des charges entre réseau principal et régional :

La CRE envisage de conserver la répartition actuelle à raison de 46% (principal) et 54% (régional). Or, EDF observe que les futurs investissements se feront essentiellement sur le réseau régional (raccordement des producteurs de biométhane, raccordement du CCGT de Landivisiau) ce qui pourrait modifier la répartition actuelle.

Question 12 : Etes-vous favorable aux niveaux de rabais envisagés par la CRE pour les capacités interruptibles aux PITS ?

EDF est favorable avec les rabais envisagés par la CRE.

¹ L'écart entre les prix de marché PEG vs TTF est resté très faible sur la période avril-juin 2019, avec parfois des valeurs négatives au cours de la période. Le prix au PEG est tombé à moins de 9 €/MWh, probablement en raison de l'afflux de GNL, de la baisse des prix du charbon et du pétrole et de la hausse des températures. (source GRT Gaz TRF et PEG news)

Question 13 : Etes-vous favorable à la suppression de l'IAPC et à la réduction, voire la mise à zéro, du terme tarifaire de livraison pour les sites fortement modulés ?

EDF rappelle que la suppression de l'IAPC aura un impact sur l'économie des centrales électriques à gaz et qu'elle ne sera très probablement pas compensée, même partiellement, ni par le nouveau dispositif d'interruptibilité garantie, car les critères d'éligibilité définis par le projet d'arrêté excluent *de facto* la participation des centrales à gaz, ni par la participation aux appels d'offres portant sur les produits localisés, notamment à cause de l'application par le GRT de critères d'éligibilité sur les programmes de consommation dont la pertinence et la proportionnalité ont été contestées par EDF.

Malgré les investissements significatifs réalisés pendant les dernières années sur le réseau de transport de gaz, les sites fortement modulés, dont font partie les centrales à gaz, sont toujours soumis à des contraintes particulières de déclaration des programmes et au respect des délais de prévenance imposés par le GRT. Le respect de ces contraintes génère des coûts opérationnels pour les exploitants des centrales à gaz et ne leur permet pas de tirer pleinement profit de la flexibilité de ces actifs sur les marchés de l'énergie.

L'application aux centrales à gaz d'un terme tarifaire de livraison identique à celui des autres catégories de consommateurs, alors que celles-ci ne sont pas soumises aux mêmes contraintes, est inéquitable. EDF est donc favorable à la mise à zéro du terme tarifaire de livraison pour les sites fortement modulés.

Enfin, EDF estime nécessaire le maintien de l'IAPC jusqu'à l'introduction du nouveau dispositif d'interruptibilité afin de garantir la continuité du service offert par la flexibilité des centrales électriques à gaz.

Question 14 : Êtes-vous favorable à l'adaptation de la formule de calcul de la modulation hivernale pour les clients « à souscription » envisagée par la CRE à compter du 1er avril 2020 ?

EDF considère, comme la CRE, que le calcul de la compensation stockage pour les clients « à souscription » ne peut pas être fondé sur la capacité souscrite. En effet, à niveau et profil de consommation égaux, la stratégie de souscription de capacité d'un acteur dépend fortement des multiplicateurs tarifaires des capacités mensuelles et journalières ainsi que du coût du supplément de capacité horaire. EDF estime également qu'aucune corrélation n'existe entre les pointes de consommation de gaz de ces consommateurs et les pointes de froid climatiques et que la modulation hivernale constitue un meilleur reflet de leurs besoins de stockage.

EDF est donc favorable à une formule pour le calcul de la modulation hivernale des clients « à souscription » fondée sur les consommations moyennes annuelle et hivernale de gaz, y compris pour les clients raccordés au réseau de transport dans l'hypothèse d'une extension de la collecte de la compensation à l'ensemble des consommateurs ne pouvant pas interrompre ou réduire leur consommation en période de pointe. Toutefois, ces consommations devraient être fondées sur des profils calculés par les GRT pour chaque catégorie de consommateurs et la consommation de chaque profil devrait être calculée sur une période d'au moins trois

ans et ne devrait pas tenir compte des périodes d'indisponibilité des moyens de consommation liées à des cas de force majeure. Par souci de simplicité du dispositif, répartir par palier de modulation hivernale l'ensemble des clients à souscription serait souhaitable. Ce dispositif a déjà été utilisé pour le calcul des droits de stockage répartis en palier similaire aux profils de P13 à P19. La réutilisation d'un système connu est de nature à limiter les coûts de développement des SI des fournisseurs et des GRT/GRD. Ce mode de calcul aurait deux avantages :

- Ce lissage permettrait d'atténuer les variations d'une année sur l'autre et de limiter le poids des années caractérisées par une modulation exceptionnelle ce qui contribuerait à faciliter la prévision par les acteurs du niveau de modulation hivernale.
- Le calcul de la compensation stockage étant effectué par les GRT et GRD, il aurait l'avantage d'être plus facilement opposable aux clients.

Par ailleurs, EDF rappelle que le projet d'arrêté relatif à l'interruptibilité de la consommation de gaz naturel, qui a été présenté au Conseil Supérieur de l'Energie le 23 juillet dernier, prévoit la mise en place de deux dispositifs qui permettent d'interrompre la consommation de certains consommateurs finals agréés lorsque le fonctionnement du réseau de gaz naturel est menacé de manière grave et afin de sauvegarder l'alimentation des consommateurs protégés. EDF estime nécessaire que la capacité interruptible contractualisée dans le cadre de ces dispositifs soit prise en compte dans le terme « Int » de la formule de calcul de la modulation client proposée par la CRE, correspondant aux capacités interruptibles contractualisées par le client.

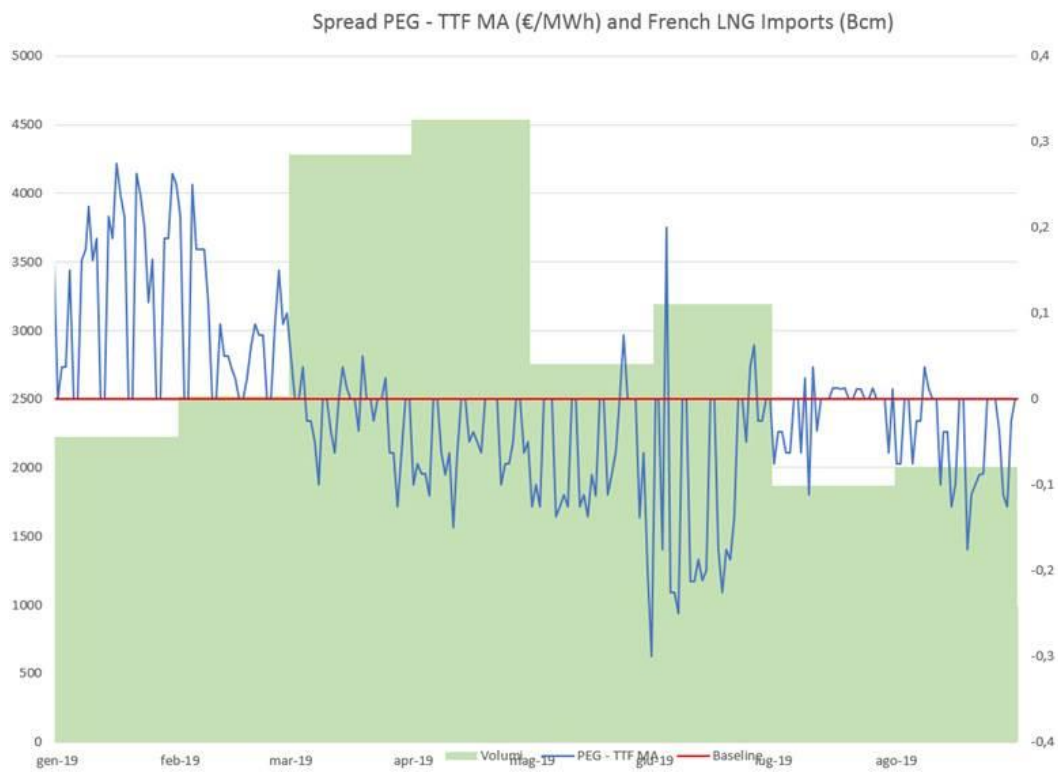
Enfin, EDF partage l'avis de la CRE, exprimé dans sa délibération du 24 juillet 2019, selon lequel il est opportun que les contrats d'interruptibilité portent sur une année gazière. Si ce principe est retenu, il paraît nécessaire que les consommateurs puissent décider de participer au dispositif d'interruptibilité en connaissant précisément le montant de la compensation stockage à laquelle ils seraient assujettis et que, par conséquent, son calcul soit fondé sur la consommation réalisée jusqu'au 31 décembre de l'année précédente.

Remarque supplémentaire sur la flexibilité accordée dans la réservation de capacité en sortie des terminaux méthaniers :

Comme déjà indiqué dans la réponse à la consultation du mois d'avril, concernant la possibilité pour un expéditeur de faire évoluer sa souscription de capacités aux PITTM la veille pour le lendemain, tout en conservant l'intégralité du volume de capacités initialement souscrites, EDF rappelle être favorable à cette disposition dans la mesure où elle s'applique à tous les PITTM, pour lesquels les tarifs sont identiques, et pour tous types de durées de contrats, **infra et pluriannuelles**, les contrats de souscriptions de capacités pluriannuelles étant considérés comme la succession de contrats annuels. Ces dispositions doivent bien entendu respecter les contraintes et limites techniques des ouvrages.

Il est également nécessaire de supprimer les contraintes contractuelles actuelles s'appliquant aux souscriptions (durée minimale de 10 jours, préavis de 3 jours).

Annexe : Correlation entre le spread PEG-TTF et les volumes de LNG importés en France



ooOoo