

Le 4 octobre 2019

**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 TERÉGA**

-

**CONTRIBUTION DE L'UNIDEN**

**PROPOS LIMINAIRES**

L'UNIDEN souhaite rappeler que la réforme du stockage initiée en 2017 a vu la mise en place d'un revenu garanti pour les opérateurs de stockage, articulé autour d'enchères sans prix de réserves et d'un terme de stockage à acquitter par les utilisateurs du réseau de gaz naturel afin de compenser l'écart entre le revenu garanti et le revenu des enchères. Dans ce cadre, les consommateurs industriels raccordés au réseau de transport et au réseau de distribution (profils contre-modulés P13 et P14) ont été jusqu'alors - et à juste titre - exonérés de ce terme de stockage dans la mesure où ils ne bénéficient pas du statut de « consommateurs protégés » fixé par le Règlement UE 2017/1938 (art.2, point 5) et sont donc délestables en priorité pour sauvegarder les consommateurs protégés (domestiques et tertiaires).

Nous souhaitons également rappeler que la consommation des consommateurs industriels est globalement stable et non thermosensible. Ceux-ci ne contribuent donc pas au risque climatique d'approvisionnement lié aux pics de consommation générés par les consommateurs protégés lors des périodes froides et qui rend nécessaire le remplissage des stockages.

**C'est pourquoi, les consommateurs industriels raccordés aux réseaux de transport et de distribution ne bénéficiant pas de façon générale du service de stockage et n'étant en rien protégés in fine en cas de crise, l'UNIDEN reste fondamentalement opposée à l'élargissement de l'assiette de compensation et réitère expressément sa demande d'exonération du terme de stockage.**

**De plus, au regard de l'enquête actuellement menée par la Commission Européenne sur le dispositif d'interruptibilité électrique, nous ne pouvons pas envisager une modification des règles sur le stockage, intégrant des mécanismes d'interruptibilité sur le gaz naturel et a fortiori l'élargissement de l'assiette de compensation, avant la validation formelle de ce dispositif d'interruptibilité sur le gaz naturel par la Commission.**

**Cependant, dans l'éventualité où cet élargissement serait maintenu, nous considérons que la formule de modulation proposée par la CRE pour les consommateurs à souscription (transport et distribution) prend globalement en compte leur profil non thermosensible et stable mais doit être complétée les dispositions suivantes :**

- La confirmation de l'exonération du terme de stockage lorsque l'industriel acquiert des capacités de stockage aux enchères en direct ou via un tiers partenaire ;

- L'adoption de modalités ad'hoc permettant à chaque site industriel d'annuler, dans le calcul de sa modulation, les événements exceptionnels relatifs à l'année précédente ; à ce titre, nous proposons d'appliquer au calcul de modulation des modalités équivalentes à celles du calcul des ratios actuellement utilisés dans le cadre de l'abattement TURPE ;
- La limitation à la hausse du terme de stockage (directement impacté par le revenu des enchères, une fois le revenu autorisé défini) afin de donner de la visibilité aux consommateurs sur leurs coûts.

Il est à noter que certains secteurs d'activité (celui du sucre par exemple, comme mentionné par la CRE elle-même) resteront fortement impactés par cette modification. Il est donc impératif que la modification de l'assiette n'entre en vigueur que postérieurement à l'approbation par la Commission Européenne du dispositif d'interruptibilité (garantie ou secondaire) posé à l'article L431-6-3 du code de l'énergie afin que les industriels intéressés puissent contracter. Par souci d'équité, ceci vaut également pour les consommateurs à souscription raccordés au réseau de distribution, qui sont actuellement exonérés de ce terme de stockage soit via leur profil contre-modulé soit via la déclaration de délestabilité. **Nous demandons donc que les consommateurs contre-modulés (P13 et P14) soient exonérés au 1<sup>er</sup> avril 2020 et que le questionnaire de délestabilité soit également maintenu pour l'an prochain.**

Concernant les autres éléments tarifaires, l'UNIDEN accueille favorablement l'approche de la CRE, dont l'objectif est une meilleure maîtrise des coûts dans un contexte où les projections de consommation à la baisse conduiraient à un tarif plus élevé si aucune action de réduction n'était menée sur les coûts. Nous souhaitons rappeler que ces dernières années, les consommateurs ont déjà supportés des hausses conséquentes du tarif, comprises entre + 5% et 7% par an. **Nous sommes favorables à la trajectoire des charges nettes intégrant les ajustements du consultant et de la CRE car elle permet effectivement de maintenir les coûts pour la prochaine période tarifaire à un niveau équivalent à l'atterrissage prévu des coûts de 2019.**

L'UNIDEN s'interroge cependant sur la trajectoire de développement du biométhane. Alors que la PPE prévoit 6 TWh d'ici 2023, la somme des prévisions des opérateurs de réseau s'élève à 10 TWh d'ici la fin de la période tarifaire à savoir également 2023. L'UNIDEN demande à ce que les revenus autorisés dans l'ATRT7 soient strictement limités à l'atteinte des objectifs de la PPE, à savoir exactement 6 TWh pour l'ensemble des opérateurs de réseau de transport et de distribution.

Concernant le coût moyen pondéré du capital (CMPC), nous nous étonnons des demandes très élevées des opérateurs de réseau, pour des revenus régulés alors que début septembre 2019, l'Etat français a emprunté à des taux négatifs à 15 ans tandis que ENGIE - actionnaire de GRTgaz à 75% - a annoncé avoir émis des obligations à 7,5 ans à taux d'intérêt nul. Nous demandons donc que le CMPC soit réduit par rapport à celui de l'ATRT6, afin de faire bénéficier les utilisateurs du réseau du contexte financier actuel particulièrement favorable.

**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 ?**

L'UNIDEN soutient cette différenciation car elle permet d'envoyer un signal plus juste aux investisseurs, tout en prenant en compte le contexte financier actuel particulièrement favorable. Dans un contexte de baisse significative des taux d'intérêt, pour les actifs historiques, les modalités de détermination des taux de rémunération devraient également prendre en considération les possibilités de refinancement de la dette des opérateurs de réseau.

**Question 2 Avez-vous des remarques concernant le traitement des actifs cédés envisagé par la CRE pour le tarif ATRT7 ?**

L'UNIDEN est tout à fait en ligne avec la proposition de la CRE. Dans la mesure où le consommateur final a effectivement porté la charge de l'actif, il doit également bénéficier du produit de la cession dudit actif. L'utilisation du CRCP à cette fin nous paraît tout indiquée. Il faudra cependant veiller à ce que l'actif soit effectivement cédé à sa juste valeur.

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

L'UNIDEN est d'accord avec les principes tarifaires proposés par la CRE, car d'une part ils permettent d'avoir une approche harmonisée entre TURPE et ATRT mais également de donner de la visibilité aux utilisateurs de réseau, avec la mise en place du cap à la hausse et à la baisse de +/-2% par an. Nous regrettons cependant que ce cap ne soit pas appliqué sur l'ensemble du tarif.

Dans un souci de maîtrise des coûts, L'UNIDEN accueille favorablement la vigilance de la CRE dans la sélection des nouveaux projets d'investissement dans les réseaux, sachant que la consommation de gaz naturel de la France stagne depuis plusieurs années et que la PPE envisage une baisse à l'horizon 2030.

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

L'UNIDEN est favorable au calendrier.

Cependant nous souhaitons souligner que le cap des +/- 2% ne s'applique qu'au seul coefficient k de la formule d'évolution de prix. Alors que ces dernières années, la hausse du tarif pour le consommateur final se situait plutôt entre + 5% et + 7%. Nous demandons donc l'extension du cap de +/- 2% au coefficient Z, représentant l'évolution totale du tarif.

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

L'UNIDEN est favorable au périmètre des charges et produits relevant du CRCP tel que proposé par la CRE.

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

L'UNIDEN est globalement favorable aux mécanismes d'incitation sur les investissements. Cependant, vu le faible nombre de projets supérieurs à 20 M€ évoqué par la CRE, l'UNIDEN souhaiterait que le seuil de 20 M€ soit ramené à 15 M€, voire 10 M€ et d'y appliquer la bande de neutralité de +/- 5% ainsi que le principe de bonus/malus, tout en maintenant des audits aléatoires sur les autres projets.

**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 ?**

L'UNIDEN est dans les grandes lignes favorable aux mécanismes d'incitation sur la qualité de service.

Nous considérons par ailleurs que la mise en place d'un indicateur spécifique aux spreads localisés est effectivement nécessaire. En effet, l'occurrence élevée des spreads localisés et pour un coût très important en avril / mai 2019 nous incite à la plus grande prudence, surtout au vu du contexte actuel d'approvisionnement particulièrement détendu, grâce à l'arrivée massive de GNL. Il faut donc absolument s'assurer qu'une fréquence élevée de ces spread localisés n'induisent pas des effets d'aubaine récurrents pour quelques acteurs de marché. La publication d'indicateurs de ce type apportera plus de transparence.

**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 ?**

Un contrôle de la pertinence et de l'efficacité des dépenses relatives à la R&D est primordiale, notamment dans un contexte de transition énergétique. Le caractère innovant des projets financés par ce mécanisme devra être démontré.

**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 ?**

L'UNIDEN souhaite ici souligner que les consommateurs ont déjà supportés ces dernières années des hausses du tarif comprises entre 5% et 7% par an. Et comme la CRE le rappelle, les volumes de gaz naturel transitant par le réseau vont se réduire dans les prochaines années. Il est donc plus que nécessaire de prévoir une baisse des charges des opérateurs de réseau pour que la baisse des consommations ne se traduisent pas par une hausse massive du tarif. **Ce constat nous paraît tout à fait en ligne avec la trajectoire de charges nettes intégrant les ajustements du consultant et de la CRE car elle permet effectivement de maintenir les coûts pour la prochaine période tarifaire à un niveau équivalent à l'atterrissage prévu des coûts de 2019.**

Rappelons que l'évolution du tarif Z se calcule par la somme de trois coefficients et que seul l'un d'entre eux est plafonné. Donc si les hausses des charges prévues sur la période tarifaire sont déjà très élevées, il n'y a qu'un pas pour atteindre des hausses annuelles de tarif de 10% ou plus (cf. la hausse au 1<sup>er</sup> avril 2019 de 7%), ce qui serait difficilement supportable et acceptable.

L'UNIDEN s'interroge également sur les trajectoires de développement du biométhane. Alors que la PPE prévoit 6 TWh d'ici 2023, la somme des prévisions des opérateurs de réseau s'élèvent à 10 TWh d'ici la fin de la période tarifaire à savoir également 2023. **Nous demandons à ce que les revenus autorisés dans l'ATRT7 soient strictement limités à l'atteinte des objectifs de la PPE, à savoir exactement 6TWh pour l'ensemble des opérateurs de réseau de transport et de distribution.**

Concernant le coût moyen pondéré du capital (CMPC), nous nous étonnons des demandes très élevées des opérateurs de réseau sur des revenus régulés, alors que début septembre 2019, l'Etat français a emprunté à des taux négatifs à 15 ans et que ENGIE - actionnaire de GRTgaz à 75% - a annoncé avoir émis des obligations à 7,5 ans à taux d'intérêt nul. **Nous demandons à ce que le CMPC soit réduit par rapport à celui de l'ATRT6, afin de faire bénéficier les utilisateurs du réseau du contexte financier actuel particulièrement favorable.**

Nous souhaitons également attirer l'attention sur les coûts d'accès au PEG pour les industriels, qui sont leurs propres expéditeurs. Un terme tarifaire de 0,01 €/MWh s'applique à chaque expéditeur lors d'un échange de volumes, ce qui équivaut à 0,02 €/MWh à chaque échange. Or classiquement, un industriel-expéditeur achète son volume à un expéditeur-fournisseur puis le revend à son expéditeur d'équilibre. Il se voit donc refacturer un total de 0,04 €/MWh, rendant l'accès direct au PEG beaucoup moins attractif. Nous souhaitons donc que ce terme unitaire de 0,01 €/MWh soit ramené à des niveaux comparables à ceux pratiqués sur des places de marché voisines. A titre d'exemple, ce terme est de 0,0015 €/MWh au NCG, de 0,0013 €/MWh à Gaspool et nul au TTF.

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

Dans un contexte d'une consommation stable de gaz naturel en France, une réduction des flux d'entrées depuis le terminal méthanier de Fos Tonkin, envisagée par GRTgaz, s'accompagnera d'une augmentation des flux d'entrées aux autres points d'entrées dans le réseau. Ce transfert de flux et donc de souscription, compensera en partie la baisse des revenus liée à la baisse des souscriptions au PITTM de Fos Tonkin.

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

Comme indiqué à la question 9, il nous apparaît plus que nécessaire de prévoir une véritable maîtrise des coûts et des prix après les fortes hausses subies ces dernières années, ce qui est cohérent avec les ajustements proposés par le consultant et la CRE.

Par ailleurs nous sommes tout à fait favorables à la modification des coefficients appliqués aux capacités infra-annuelles. Cependant nous souhaiterions, à l'instar de la capacité annuelle, pouvoir souscrire ces capacités a posteriori, afin de favoriser le développement d'énergies renouvelables (biomasse, combustibles solides de récupération CSR, ...) qui nécessitent l'utilisation du gaz naturel en tant que secours.

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

L'UNIDEN considère que l'approche ici proposée par la CRE est raisonnable au vu des éléments exposés. Nous y sommes donc favorables. Les modalités d'interruption des capacités en sortie aux PITS doivent être définies de façon à éviter le recours au mécanisme « Spreads localisés » qui peut se révéler très couteux pour les utilisateurs des réseaux de transport.

**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 ?**

L'UNIDEN reste favorable à la suppression de l'IAPC dès lors que les nouveaux dispositifs d'interruptibilité seront mis en œuvre, comme indiqué à la précédente consultation.

L'UNIDEN n'est pas favorable à une modification du terme tarifaire des sites fortement modulés, et encore moins à sa suppression complète, car elle introduirait une différence entre les utilisateurs de réseau. Les sites industriels qui nominent en J-1 ou dont la consommation est stable donc prévisible apportent un service équivalent à GRTgaz.

En tout état de cause, si le terme tarifaire de livraison des sites fortement modulés devait être modifié, il faudrait appliquer les mêmes modifications aux sites industriels qui nominent en J-1 ou dont la consommation est stable.

**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 ?**

**Bien que nous restions résolument opposés à l'élargissement de l'assiette de compensation aux gros consommateurs industriels transport et distribution, nous considérons que la formule de modulation proposée par la CRE pour cette catégorie de consommateurs prend globalement en compte leur profil non thermosensible et stable, sous réserve de la prise en compte des amendements proposés dans les propos liminaires ci-dessus et développés ci-dessous, ce qui la rendrait acceptable pour une large majorité des consommateurs.**

Cependant, certains secteurs d'activité seront fortement impactés par cette modification, comme celui du sucre, mentionné par la CRE ou encore les cogénérations industrielles au gaz naturel. Or ces dernières permettant l'approvisionnement en chaleur du site et accessoirement la production d'électricité, plutôt en pointe et en hiver doivent être préservées car :

- Le besoin de chaleur n'est pas climatique ;
- La production d'électricité génère un surplus de consommation de gaz naturel au même titre qu'un cycle combiné gaz et à ce titre est interruptible mais pas sur l'intégralité de la consommation, uniquement sur le surplus.

Aujourd'hui, il subsiste des doutes sur le traitement équitable de ces installations et nous demandons donc la garantie que ces outils - absolument essentiels pour l'approvisionnement en chaleur des sites concernés - ne soient pas pénalisés par un terme tarifaire de stockage.

Nous souhaitons également souligner que la signature d'un contrat d'interruptibilité ne permettra pas systématiquement d'annuler ce surcoût dans la mesure où, en cas d'activation de l'interruptibilité, le site devra cesser de produire en tout ou partie sur la période d'activation pouvant aller jusqu'à dix jours consécutifs. Dans un contexte de production à flux tendu, le site ne pourra pas livrer ses clients sur cette même période, mais dans le même temps, il ne pourra pas invoquer la force majeure auprès de ces mêmes clients, car il aura signé un contrat en connaissance de cause et dans un contexte où aucun Plan Urgence Gaz n'aura été déclenché au préalable. Ce qui lui ferait porter un risque de coût d'autant plus important. De même, une cogénération industrielle sous contrat d'obligation d'achat n'aura pas forcément la possibilité de souscrire à de l'interruptibilité secondaire.

Cependant il est à noter qu'acheter des capacités de stockage directement aux enchères permet une meilleure maîtrise des coûts tout en répondant à l'objectif global de maintien des stockages à un niveau de remplissage suffisant pour sécuriser l'approvisionnement en France. **C'est pourquoi nous demandons que les industriels qui accèderaient à des capacités de stockage aux enchères, directement ou via les prestations d'un tiers, soient exonérés du terme de modulation, et que la formule soit modifiée en ce sens.**

Par ailleurs, le terme de stockage ici proposé est calculé au 1<sup>er</sup> avril de chaque année sur la base des douze derniers mois de consommation. Cette approche ne prend donc pas en compte les événements exceptionnels (du type maintenance réglementaire, aléas industriels...) que peut rencontrer un site industriel au cours d'une année. Ce qui peut entraîner de fortes variations du terme de modulation d'une année à l'autre, non représentatif du vrai profil de consommation du site sur l'année à venir. Il est donc nécessaire de **prévoir des modalités ad'hoc permettant à chaque site industriel d'annuler dans le calcul de sa modulation les événements exceptionnels relatifs à l'année précédente.**

A ce titre, **nous proposons d'appliquer au calcul de modulation, des modalités équivalentes à celles du calcul des ratios actuellement utilisés dans le cadre de l'abattement TURPE.** A savoir, calculer le terme de modulation sur chacune des trois dernières années gazières, et retenir pour l'application de la formule du terme de stockage la moyenne des deux meilleures années (valeur de modulation la plus faible).

Le terme de modulation est connu tardivement car il ne peut être calculé que le 1<sup>er</sup> avril pour application au 1<sup>er</sup> avril ce qui apporte une incertitude supplémentaire. Nous proposons donc que la modulation soit calculée en référence à l'année gazière qui commence au 1<sup>er</sup> novembre au lieu du 1<sup>er</sup> avril. Nous souhaitons souligner l'importance de ne pas scinder l'hiver dans les calculs afin de maintenir la cohérence physique de la modulation et la gestion de remplissage / utilisation des stockages pour un hiver donné.

Enfin, le consommateur industriel a besoin de visibilité sur ces coûts. Mais connaître le prix du terme stockage qui lui sera répercuté via l'ATRT7 fin mars de chaque année, pour les douze mois suivants, va à l'encontre de ce principe. **Nous demandons ainsi à ce que l'augmentation du terme stockage au 1<sup>er</sup> avril de chaque année ne puisse pas dépasser 2% par an afin de donner de la visibilité au consommateur.**

Afin de maintenir un traitement équitable entre les consommateurs industriels raccordés au réseau de transport et ceux raccordés au réseau de distribution, il est absolument nécessaire que ceux qui ne paient pas de terme de stockage n'en paient pas au 1<sup>er</sup> avril 2020 ; à savoir les clients contre-modulés (profil P13 et P14) ainsi que les sites délestables. **A ce titre, nous demandons à ce que ces deux catégories de consommateurs soient exonérées de terme de stockage au 1<sup>er</sup> avril 2020 et qu'un questionnaire de délestabilité soit envoyé, comme les années précédentes, aux sites industriels raccordés en distribution.**

Lors de la Concertation Gaz du vendredi 27 septembre 2019, GRDF a indiqué qu'il devrait être en mesure de contractualiser de l'interruptibilité secondaire au 1<sup>er</sup> avril 2020. Cependant **il est absolument nécessaire que les clients contre-modulés (profil P13 et P14) restent totalement exemptés du terme de stockage sans avoir à participer à l'interruptibilité secondaire au 1<sup>er</sup> avril 2020** ; à défaut, il y aurait une atteinte notable au principe d'égalité de traitement entre les sites industriels raccordés au réseau de transport et ceux raccordés au réseau de distribution alors qu'ils sont, eu égard au sujet en cause, dans une situation identique.