

Atelier de la Commission de Régulation de l’Energie du 13 octobre 2017 relatif aux modalités d’enchères et de collecte de la compensation dans le cadre de l’ATRT relatives à la régulation du stockage de gaz naturel de France

Commentaires d’ENGIE

Date : 03 novembre 2017

La présente note fait suite à l’atelier de travail avec les acteurs de marché organisé par les services de la CRE le 13 octobre dernier et relatif à la régulation du stockage de gaz naturel en France.

ENGIE accueille favorablement les propositions formulées par la CRE lors de cet atelier, que ce soit sur le calendrier de travail envisagé, sur l’approche proposée pour le terme de l’ATRT dédié à la compensation ou sur les modalités liées à la commercialisation des capacités de stockage.

A ce titre, ENGIE partage l’objectif de la CRE d’une mise en place aussi simple et souple que possible du nouveau mode de commercialisation envisagé pour la première année, l’amorce du dispositif devant s’effectuer, selon toute vraisemblance, selon un calendrier de mise en œuvre fort contraint, au regard des différents jalons inhérents à la mise en place du nouveau cadre réglementaire. Cependant, il est essentiel que les modalités de commercialisation pour les années suivantes, en régime établi, puissent être clarifiées dès que possible, et ce dès le 2^e trimestre 2018, afin que les acteurs de marché aient la visibilité nécessaire pour la constitution de leurs offres commerciales une fois la 1^{ère} série d’enchères relative à l’année de stockage 2018/2019 exécutée.

Les éléments mentionnés ci-après synthétisent les commentaires d’ENGIE sur les différentes propositions formulées par les services de la CRE et par les opérateurs d’infrastructures en séance.

Terme tarifaire de l’ATRT dédié à la couverture des coûts de stockage

ENGIE prend note de la proposition formulée par la CRE sur la définition de l’assiette assujettie à la contribution régulée, à savoir, conserver, dans un 1^{er} temps, le périmètre aujourd’hui soumis à obligation de stockage pour définir l’assiette soumise à contribution, au nom du principe de continuité. Si cette approche peut apparaître comme une solution raisonnable pour la mise en place initiale du nouveau dispositif, ENGIE tient toutefois à souligner que le principe « *client protégé = client payant sa protection* » doit prévaloir à terme.

Concernant l’approche proposée par les gestionnaires de réseau de transport pour la collecte et le reversement de la compensation via l’ATRT, ENGIE partage l’objectif des GRT d’une contractualisation via le contrat d’acheminement / transport et d’éviter autant que possible de fortes

discontinuités avec le système actuel. Concernant le mode de collecte proprement dit, **ENGIE considère que la « variante 2 » constitue le mode de collecte à privilégier**. En effet, cette variante, basée sur la différence entre la capacité souscrite au PITD par le client final et sa consommation annuelle de référence (CAR) journalisée, est la plus représentative du besoin de modulation propre à chaque consommateur. Raisonner sur tout autre indicateur serait source de distorsion ou de risque de discrimination entre utilisateurs du réseau.

La « variante 1 », telle que proposée, revêt en effet 2 inconvénients :

- Tout d'abord, elle repose sur le principe des droits et obligation ATS en vigueur, qui a vocation à disparaître du fait du basculement vers le nouveau dispositif et **la disparition projetée de l'obligation de stockage actuelle**. Bâtir un mode de collecte selon une clé de répartition qui a vocation à devenir caduque à l'entrée dans le nouveau dispositif apparaît peu approprié.
- De surcroît, le système de droits et obligations de stockage ATS est bâti sur 2 critères liés au volume (VU) et à la pointe (débit de soutirage à 45% VU). Dès lors, il apparaît difficile de définir une clé de répartition à partir de ce schéma, compte tenu des nombreuses possibilités de combinaisons ou pondérations entre ces 2 critères.

Enfin, la « variante 3 » évoquée par certains acteurs lors de l'atelier, variante qui fixerait une clé de répartition à partir des seules capacités souscrites aux PITD par les consommateurs, apparaît peu acceptable, notamment pour les clients peu modulés, car elle n'est pas directement bâtie sur les besoins de modulation de chacun.

Concernant le terme de collecte de la compensation à proprement parler, ENGIE est favorable à la proposition de la CRE visant à définir un terme fixe : l'ATRT est un tarif basé sur la capacité et il est logique que le terme relatif à la compensation à percevoir auprès du client le soit également, dans la mesure où sa contribution à la sécurité d'approvisionnement et du système gazier ne doit pas strictement dépendre du volume du gaz qu'il consomme, ni de la variabilité de celui-ci. En outre, ENGIE soutient la proposition des gestionnaires de réseaux de transport relative à un ajustement mensuel de l'assiette soumise à contribution, afin d'épouser au mieux l'évolution du marché du gaz.

Modalités de commercialisation des capacités de stockage aux enchères

Calendrier de commercialisation

En premier lieu, ENGIE demande que le calendrier de commercialisation aux enchères ne soit pas resserré sur le seul mois de mars 2018 pour la campagne de stockage 2018/2019 :

- Vouloir concentrer l'ensemble des enchères sous quelques semaines induira de fortes contraintes opérationnelles pour l'ensemble des acteurs, *a fortiori* la 1^{ère} année, car la publication de l'ensemble des textes législatifs et réglementaires pour la mise en œuvre du nouveau dispositif risque d'aboutir très tardivement au cours du 1^{er} trimestre,
- Imposer une commercialisation de l'ensemble des capacités de stockages avant le 1^{er} avril ne répond à aucune contrainte réglementaire ou technique formelle :
 - o aujourd'hui, le contrôle *ex-ante* de la DGEC sur les souscriptions de stockages relatives à l'obligation est effectué au 1^{er} mai et non au 1^{er} avril,

- une partie des stockages peuvent être souscrits et remplis à partir d'une date largement postérieure au 1^{er} avril, dans l'optique de leur plein remplissage d'ici le 1^{er} novembre ; la durée moyenne du parc de stockage français commercialisé étant d'environ 70 jours (hors facteurs de réduction sur les débits d'injection), repousser la clôture de la campagne de souscription de stockages, par exemple courant mai, ne conduirait à aucun risque d'infaisabilité.

En conséquence, ENGIE préconise d'étaler le calendrier de commercialisation des stockages aux enchères au-delà du 1^{er} avril, afin de maximiser les chances de succès du nouveau dispositif (cf. retour d'expérience en Italie depuis 2013). Cet étalement de calendrier n'empêche pas pour autant la mise en place, dès avril 2018, du mécanisme de collecte de la contribution auprès des consommateurs assujettis, sur la base d'une estimation qui pourrait être faite fin mars, fonction des résultats des premières enchères réalisées.

Produits commercialisés et type d'enchères

ENGIE comprend la préoccupation exprimée par un certain nombre d'acteurs de limiter le nombre de produits standards commercialisés aux enchères, afin notamment d'éviter une lourdeur excessive dans le processus. Dès lors, limiter le nombre de produits standards à celui des produits actuellement commercialisés apparaît comme un bon compromis, sachant qu'à minima, il est nécessaire que 3 à 5 produits puissent être commercialisés par zone d'équilibre transport au titre de la campagne de stockage 2018/2019 (pour laquelle la zone d'équilibrage unique ne sera pas encore pleinement applicable).

Concernant le lotissement, limiter la taille unitaire des enchères journalières à 10 TWh au maximum apparaît adéquat, dans la mesure où chaque enchère doit porter sur un volume raisonnable notamment pour des questions de couverture financière sur les marchés pour les opérateurs.

Concernant le type d'enchères, ENGIE note la préférence exprimée par certains acteurs, dont la CRE pour des enchères dites « à fixing » pour la 1^{ère} année. Si ce mode d'enchères présente l'avantage de la simplicité pour les opérateurs de stockages en permettant un dépouillement quasi-immédiat, ENGIE souhaite cependant indiquer que ce type d'enchères à un seul tour :

- ne permet pas de révéler l'équilibre offre/demande en matière d'actifs de stockage, i.e. en ne prenant pas en compte l'appétence véritable des acteurs de marché pour ce type de produits (appétence qui apparaît davantage au fil des tours d'enchères)
- ne permet pas aux acteurs de réajuster leurs offres à l'issue du seul tour (i.e. contrairement aux enchères ascendantes ou descendantes pour lesquelles les participants peuvent réajuster leurs bids),
- induit une complexité accrue, en amont du processus, pour l'ensemble des acteurs de marché lors de la phase de préparation de leurs offres (faute de pouvoir se réajuster ensuite).

Si les enchères à fixing apparaissent comme la solution la plus simple à mettre en œuvre opérationnellement la 1^{ère} année à l'amorce du dispositif, ENGIE demande qu'un type d'enchères plus approprié (ex : enchères ascendantes *pay-as-cleared* avec clearing en *intra-day* tel que présenté par ENGIE lors de l'atelier CRE du 13 mai 2016) soit mis en œuvre dès la seconde année, c'est-à-dire dès mars 2019 et pour les campagnes de souscription ultérieures. Si les enchères à fixing venaient à constituer le type d'enchères retenu pour la 1^{ère} année, ENGIE souhaite qu'elles

puissent se dérouler en configuration *pay-as-cleared*, afin de garantir l'équité de traitement entre acteurs sur les prix pratiqués pour chaque produit vendu.

Prix de réserve

Comme elle l'a pu l'exprimer à plusieurs reprises, ENGIE considère que le prix de réserve, si tant est qu'il soit nécessaire, constitue le paramètre critique dans la réussite des enchères et donc dans celle de la réforme dans son ensemble.

Comme indiqué lors de l'atelier, ENGIE demande que le prix de réserve tienne compte, non seulement du spread été/hiver afférent à la valeur intrinsèque du stockage, mais également de l'ensemble des coûts afférents à l'utilisation des stockages (coûts de cyclage, tarifs aux PITS, valeur d'immobilisation du gaz en stock et autres frais financiers) devant venir en déduction du spread. En conséquence, fixer un prix de réserve identique et statique pour l'ensemble des produits proposés aux enchères n'apparaît pas adéquat car préjudiciable au succès des enchères.

Concernant les formules proposées par les opérateurs de stockages pour l'établissement du prix de réserve, ENGIE souhaite privilégier une formule non flottante, avec des coefficients α et β connus et publiés avant le lancement de chaque enchère, afin que chaque acteur soit en mesure de calculer précisément le prix de réserve propre à l'enchère considérée avant son lancement, à défaut d'une publication du prix en question par les pouvoirs publics.

A ce titre, ENGIE note que les propositions des opérateurs de stockage conduisent à définir une constante α représentative de la performance du produit soumis aux enchères. Si ENGIE est ouverte à ce que le spread marché retenu dans la formule du prix de réserve soit représentatif de la dynamique du produit de stockage commercialisé, il faut cependant éviter que le paramétrage de la formule, par exemple via le coefficient α proposé, ne conduise à ce que le prix de réserve capte d'emblée l'intégralité de la valeur estimée par les acteurs de marché (intrinsèque et extrinsèque).

Commercialisation sur plusieurs années

ENGIE souscrit pleinement au souhait de la CRE d'envisager la mise en place d'enchères pluriannuelles, à l'instar des produits commercialisés en Italie. ENGIE considère que ce type de produit peut répondre aux besoins du marché et qu'il est nécessaire que cette appétence pour des produits de long terme puisse émerger d'un mécanisme de marché. De surcroît, la souscription de produits pluriannuels contribue à la sécurité d'approvisionnement à moyen terme du système gazier française en offrant de la visibilité aux acteurs en charge des études de risque en matière de rupture d'approvisionnement.

Concernant le type de produits pluri-annuels à envisager, ENGIE préconise vivement que ces produits soient commercialisés dès le départ sous forme de produits couvrant plusieurs années (2 à 3 max), et non sous forme de prolongation « ex-post » de produits annuels qui auraient été souscrits préalablement, comme proposé par Storengy. En effet, convertir un produit annuel en produit pluri-annuel, **dès le lendemain de sa contractualisation**, risque de se heurter à des contraintes de valorisation pour les acteurs détenteurs de ses capacités, *a fortiori* dans le cadre d'enchères « à fixing » qui privent ces acteurs d'une possibilité de recalage ou d'ajustement fin de leurs bids en cours d'enchère (de sorte que le prix de clearing de l'enchère annuelle pourrait

« surprendre » les acteurs, même ceux ayant été alloués d'une partie des capacités commercialisées aux enchères). Pour la 1^{ère} année, la commercialisation de ces produits pluriannuels pourrait se dérouler au cours du 2^è trimestre 2018, une fois celle des enchères annuelles close, afin d'éviter une concentration sur le seul mois de mars 2018 de l'ensemble des enchères (i.e. au cas où le calendrier de commercialisation initial ne serait pas étendu au-delà du 1^{er} avril 2018).

Stockage en gaz B

ENGIE rappelle la nécessité pour les prestataires du service de conversion de gaz H en gaz B de disposer des capacités de stockage en gaz B nécessaires à l'exécution de leurs prestations avant le démarrage des enchères. Cette mise à disposition doit s'effectuer dans des conditions transparentes, équitables et non discriminatoires, de sorte que le prix de souscription de ses capacités souscrites en amont du processus d'enchères ne doit pas excéder celui des stockages équivalents souscrits en gaz H, tenant compte par ailleurs des éventuels coûts additionnels inhérents à cette prestation de conversion.