



## DÉLIBÉRATION N° 2019-112

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 mai 2019 relative à l'analyse détaillée de l'ensemble des coûts d'approvisionnement en gaz naturel et hors approvisionnement d'Engie

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE et Jean-Laurent LASTELLE, commissaires.

### 1. CONTEXTE ET COMPÉTENCE DE LA CRE

Le Conseil d'État, saisi d'une requête de l'association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE), a annulé, par une décision du 19 juillet 2017, le décret n°2013-400 du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

Le Conseil d'État a estimé que : « *L'entrave à la réalisation d'un marché du gaz naturel concurrentiel que constitue la réglementation tarifaire contestée ne poursuit aucun objectif d'intérêt économique général. Dès lors, les dispositions législatives du code de l'énergie contestées sont incompatibles avec les objectifs poursuivis par la directive 2009/73/CE* ».

Dans le cadre du projet de loi PACTE (plan d'action pour la croissance et la transformation des entreprises), le gouvernement envisageait de supprimer les tarifs réglementés de vente de gaz des fournisseurs historiques en plusieurs étapes d'ici à 2023. Toutefois, dans une décision du 16 mai 2019, le Conseil constitutionnel a censuré les dispositions relatives à la fin des tarifs réglementés de vente de gaz au motif qu'elles avaient été adoptées selon une procédure contraire à la Constitution.

Les dispositions du décret n°2013-400 du 16 mai 2013 ayant été codifiées par le décret n°2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie, la réglementation relative aux tarifs réglementés de vente de gaz figurant aux articles R. 445-1 à R. 445-7 du code de l'énergie demeure en vigueur.

Les tarifs réglementés de vente en distribution publique sont encadrés par les articles L. 445-1 à L. 445-4 et R. 445-1 à R. 445-7 du code de l'énergie.

L'article R. 445-2 du code de l'énergie dispose que « *les tarifs réglementés de vente du gaz naturel couvrent les coûts d'approvisionnement en gaz naturel et les coûts hors approvisionnement* ».

L'article L. 445-3 du code de l'énergie dispose que les « *tarifs réglementés de vente du gaz naturel sont définis en fonction des caractéristiques intrinsèques des fournitures et des coûts liés à ces fournitures. Ils couvrent l'ensemble de ces coûts à l'exclusion de toute subvention en faveur des clients qui ont exercé leur droit prévu à l'article L. 441-1* ».

L'article R. 445-4 du code de l'énergie prévoit que « *pour chaque fournisseur, un arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie fixe, à l'issue de l'analyse détaillée remise par celle-ci, [...] et au plus tard le 1er juillet, les barèmes des tarifs réglementés à partir, le cas échéant, des propositions du fournisseur* ».

L'article R. 445-3 du code de l'énergie dispose que « Pour chaque fournisseur est définie une formule tarifaire qui traduit la totalité des coûts d'approvisionnement en gaz naturel. La formule tarifaire et les coûts hors approvisionnement permettent de déterminer le coût moyen de fourniture du gaz naturel, à partir duquel sont fixés les tarifs réglementés de vente de celui-ci, en fonction des modalités de desserte des clients concernés.

Les coûts hors approvisionnement comprennent notamment :

- 1° Les coûts d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel et, le cas échéant, des réseaux de distribution publique de gaz naturel, résultant de l'application des tarifs d'utilisation des infrastructures de gaz fixés par la Commission de régulation de l'énergie ;
- 2° Les coûts d'utilisation des stockages de gaz naturel, le cas échéant ;
- 3° Les coûts de commercialisation des services fournis, y compris une marge commerciale raisonnable.

La méthodologie d'évaluation des coûts hors approvisionnement pour chaque fournisseur est précisée par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

La Commission de régulation de l'énergie effectue, chaque année, une analyse détaillée de l'ensemble des coûts d'approvisionnement en gaz naturel et hors approvisionnement. Les coûts de commercialisation peuvent être, en cas d'indisponibilité des données, estimés à partir de moyennes. La Commission de régulation de l'énergie intègre notamment dans son analyse les possibilités d'optimisation du portefeuille d'approvisionnement de chaque fournisseur sur la période écoulée. Elle peut proposer aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie de revoir la formule tarifaire ou la méthodologie d'évaluation des coûts hors approvisionnement, afin de prendre en compte l'évolution des coûts dans les tarifs. Elle remet au Gouvernement les résultats de cette analyse et les rend publics, dans le respect du secret des affaires, au plus tard le 15 mai.

La formule tarifaire est fixée par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, le cas échéant sur proposition du fournisseur, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Chaque fournisseur rend accessibles et compréhensibles par le public, par tout moyen approprié, les déterminants de sa formule tarifaire et les modalités de calcul de l'évolution des coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement, dans les limites autorisées par le secret des affaires. »

L'article R.445-4 du code de l'énergie prévoit que « Pour chaque fournisseur, un arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie fixe, à l'issue de l'analyse détaillée remise par celle-ci, prévue par le septième alinéa de l'article R. 445-3, et au plus tard le 1er juillet, les barèmes des tarifs réglementés à partir, le cas échéant, des propositions du fournisseur. [...] Pour rendre son avis, la Commission de régulation de l'énergie s'appuie notamment sur les éléments comptables produits par le fournisseur, conformément à l'article L. 111-88. »

L'arrêté du 28 juin 2018 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni par Engie a fixé les tarifs réglementés de vente d'Engie ainsi que la formule permettant d'estimer l'évolution de ses coûts d'approvisionnement entre le 1<sup>er</sup> juillet 2018 et le 30 juin 2019.

Le 4 décembre 2018, le gouvernement s'est exprimé sur une stabilisation des tarifs réglementés de vente de gaz naturel durant l'hiver 2018-2019. Dans ce cadre, en profitant du fait que les prix du gaz sur le marché de gros européen étaient orientés à la baisse sur le premier semestre 2019 après une période de hausse en 2018, le Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire (MTES) a demandé à Engie d'entreprendre des opérations de couverture sur les marchés de gros du gaz de façon à ce que les tarifs n'augmentent pas entre le 31 janvier et le 30 juin 2019. Ces opérations ont été réalisées entre le 17 et le 21 décembre 2018.

Le Ministère de l'Environnement et le Ministère de l'Economie ont saisi la CRE d'un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 28 juin 2018 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz d'Engie, pour prendre en compte les nouvelles conditions d'approvisionnement d'Engie à partir du 1<sup>er</sup> février 2019. La CRE a émis un avis favorable à ce projet d'arrêté dans sa délibération du 17 janvier 2019.

L'arrêté du 30 janvier 2019 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni par Engie a fixé les tarifs réglementés de vente d'Engie ainsi que la formule permettant d'estimer l'évolution de ses coûts d'approvisionnement entre le 1<sup>er</sup> février et le 30 juin 2019.

\*\*\*

Conformément à la loi et dans l'attente de l'adoption d'un nouveau projet de loi venant tirer les conséquences de la décision du Conseil d'État du 19 juillet 2017<sup>1</sup>, la CRE a renouvelé son analyse détaillée des coûts d'Engie en 2019.

<sup>1</sup> Les dispositions de la loi PACTE sur la fin des tarifs réglementés de vente de gaz ont été déclarées non conformes à la Constitution par décision du Conseil Constitutionnel du 16 mai 2019.

La CRE a examiné :

- les coûts d’approvisionnement d’Engie, comprenant les coûts issus des contrats d’approvisionnement à long terme, les autres sources d’approvisionnement (gaz de court terme importé, gaz non importé) et les opérations d’optimisation et d’arbitrage réalisées, le cas échéant, ainsi que l’évolution des conditions d’approvisionnement d’Engie ;
- les coûts hors approvisionnement, comprenant les coûts d’infrastructure et les coûts commerciaux, et leurs évolutions prévisionnelles.

Par la présente délibération, la CRE rend compte des résultats de ses travaux. Il appartiendra ensuite au gouvernement de proposer un projet d’arrêté sur lequel la CRE rendra son avis.

## **2. ANALYSE DES COÛTS D’ENGIE AU PERIMETRE DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ**

### **2.1 Analyse des écarts**

En application des dispositions de l’article L. 111-89 du code de l’énergie, Engie transmet annuellement à la CRE des comptes dissociés de son activité de fourniture de gaz entre clients aux tarifs réglementés de vente et clients en offres de marché.

Afin d’apprécier la couverture des coûts au périmètre de l’activité de fourniture de gaz aux clients au tarif réglementé de vente (TRV) en 2018, la CRE a pu s’appuyer sur la comptabilité de la Direction du Tarif Réglementé (DTR) d’Engie. Créée au 1<sup>er</sup> janvier 2018, cette direction autonome dédiée exclusivement son activité à la gestion de la clientèle au tarif réglementé de vente de gaz naturel.

Engie a transmis à la CRE, le 3 avril 2019, ses comptes dissociés relatifs à l’exercice 2018. Ces comptes dissociés sont établis sur la base de principes de dissociation approuvés par la CRE dans sa délibération du 17 mai 2016 portant approbation des principes de tenue des comptes séparés d’Engie pour les activités de fourniture aux clients finals aux tarifs réglementés de vente. Le principe d’imputation directe aux différentes activités prévaut lorsque cela est possible. Lorsque, pour certains postes, le principe d’imputation directe n’est pas pertinent, des clés de répartition sont définies et prises en compte pour déterminer la part imputée aux activités concernées.

Sur la base de l’examen approfondi des comptes d’Engie, tant de ses coûts d’approvisionnement que de ses coûts hors approvisionnement, la CRE constate que les coûts d’Engie ont été couverts par les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés de vente en 2018.

Les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés de vente ont été supérieures d’environ 0,5 % aux coûts réellement supportés par l’opérateur sur l’année 2018 (incluant la marge commerciale).

Une partie de cet écart ne constitue pas un gain réel pour Engie mais résulte d’effets de présentation comptable. A titre d’illustration, dans les tarifs en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2018, les coûts commerciaux tiennent compte de l’augmentation prévisionnelle des coûts commerciaux à compter du premier semestre 2019, liée à la hausse du prix d’acquisition des certificats d’économies d’énergies (CEE) et à la diminution du portefeuille d’Engie. Comptablement, sur le second semestre 2018, les tarifs en vigueur font donc apparaître un surcroît de marge, compensé par une réduction de marge au premier semestre 2019.

Retraité de ces effets de présentation comptable, l’écart entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés de vente et les coûts réellement supportés par l’opérateur sur l’année 2018 est de l’ordre de 0,2 %. Ce faible écart s’explique cependant par des effets importants qui se compensent :

- (i) un gain consécutif à l’écart entre les coûts d’approvisionnement évalués par la formule tarifaire 2018/2019 et les coûts d’approvisionnements réalisés ;
- (ii) un gain correspondant à l’écart entre les coûts commerciaux prévisionnels et les coûts commerciaux réalisés ;
- (iii) une perte consécutive à des conditions climatiques particulièrement douces en 2018, impliquant une consommation inférieure de 1,6 TWh par rapport à des conditions climatiques dites standards.

La CRE constate que les écarts entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés de vente et les coûts réellement supportés par l'opérateur sont faibles en 2018. La CRE considère en conséquence que la modulation de rattrapage sur la marge commerciale intégrée dans les tarifs en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2017 au titre des écarts de l'année 2016 doit être supprimée dans les tarifs au 1<sup>er</sup> juillet 2019.

Le retour à une marge commerciale normale impacterait à la hausse les tarifs réglementés de vente de + 1,1 %.

## 2.2 Les perspectives d'évolution des coûts d'approvisionnement d'Engie 2019-2020

### 2.2.1 Rappel de la formule en vigueur pour la période 2018-2019

L'arrêté du 28 juin 2018 a fixé la formule permettant d'estimer l'évolution des coûts d'approvisionnement d'Engie. La formule en vigueur est établie pour refléter les différentes formules de prix des contrats long terme (LT) d'Engie importés ou susceptibles de l'être.

L'évolution du terme représentant les coûts d'approvisionnement en gaz naturel est fonction :

- du prix coté aux Pays-Bas du contrat futur mensuel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour le mois du mouvement tarifaire considéré, sur la période d'un mois se terminant un mois avant la date du mouvement (« TTF MA+2 ») ;
- du prix coté aux Pays-Bas du contrat futur trimestriel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour le trimestre du mouvement tarifaire considéré, sur la période d'un mois se terminant un mois avant le trimestre calendaire du mouvement (« TTF QA+1 ») ;
- du prix coté aux Pays-Bas du contrat futur annuel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour l'année gazière du mouvement tarifaire considéré, sur la période de onze mois se terminant un mois avant l'année gazière du mouvement, l'année gazière étant définie comme la période s'étendant d'octobre à septembre (« TTF YA ») ;
- du prix coté au PEG Nord en France du contrat futur mensuel de gaz naturel, correspondant à la moyenne des cotations constatées, pour le mois du mouvement tarifaire considéré, sur la période d'un mois se terminant un mois avant la date du mouvement (« PEGN »).

Elle s'établit selon la formule suivante ( $\Delta$  = évolution du terme) :

$$\Delta m = \Delta TTFQ\text{€}/\text{MWh} * 0,07698 + \Delta TTFM\text{€}/\text{MWh} * 0,55614 + \Delta TTF A\text{€}/\text{MWh} * 0,05499 + \Delta PEGN\text{M€}/\text{MWh} * 0,29956$$

Ces indexations dans les contrats de long terme importés ont été jusqu'à présent représentatives des conditions d'approvisionnement d'Engie. Ce niveau d'indexation correspond à une moyenne pondérée, pour les approvisionnements dans le cadre des contrats de long terme :

- de 98,8 % de volumes indexés pour partie ou en totalité sur les prix de marché ;
- de 1,2 % de volumes dont le prix est fixe

L'arrêté du 30 janvier 2019 a modifié l'arrêté du 28 juin 2018 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz d'Engie pour prendre en compte les nouvelles conditions d'approvisionnement d'Engie à partir du 1<sup>er</sup> février et jusqu'au 30 juin 2019.

L'article 1<sup>er</sup> de cet arrêté :

- n'a pas modifié la structure de la formule tarifaire : les indices de référence pris en compte ainsi que les coefficients qui leur sont associés sont les mêmes ;
- a modifié la période de référence applicable à chacun de ces indices, pour correspondre à l'opération de couverture réalisée par Engie du 17 décembre au 21 décembre 2018.

### 2.2.2 Bilan de l'opération de couverture des coûts d'approvisionnement entre février et juin 2019

Engie a transmis le 14 mai 2019 à la CRE le détail de ses opérations d'achat et de vente des volumes réalisées entre le 17 et le 21 décembre 2018. Les éléments transmis ont permis à la CRE d'évaluer le coût de cette opération de couverture, estimé initialement par Engie à 0,15 €/MWh. La CRE constate à date un écart de 0,06 €/MWh, correspondant à un gain approximatif de 1,5 M€ pour Engie.

L'analyse détaillée des coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement que réalisera la CRE en 2020 permettra d'évaluer précisément, sur le fondement de la comptabilité 2019 d'Engie, les écarts réalisés entre tarifs et coûts sur l'année 2019.

Cette opération a permis de fixer à l'avance une évolution à la baisse des tarifs réglementés de vente sur les mois de février à juin 2019. Dans ce cadre, elle a bien atteint l'objectif de protection des consommateurs au tarif réglementé contre les risques de hausse durant cette période. Cependant, au cours de cette période, les prix du gaz sur les marchés PEG Nord et TTF ont baissé plus fortement que les prix réalisés pendant l'opération de couverture de décembre 2018. Ainsi, la CRE constate *a posteriori* que cette opération a engendré un coût d'opportunité modéré pour l'ensemble des clients au tarif réglementé ainsi que pour les clients possédant une offre de marche indexée sur le tarif réglementé sur leurs factures de gaz. Ces clients représentent d'environ 50 % des consommateurs résidentiels français au 31 décembre 2018<sup>2</sup>.

### 2.2.3 L'évolution des conditions d'approvisionnement d'Engie

Engie a présenté à la CRE les principales évolutions des conditions de prix et de volumes de ces contrats d'approvisionnement de long terme.

Les conditions de prix des contrats d'approvisionnement d'Engie peuvent évoluer en fonction notamment des effets d'éventuelles renégociations. Des accords conclus en 2018-2019 ont notamment abouti à retenir une indexation plus forte sur les prix PEG Nord (marché français), au détriment des prix TTF (marché hollandais) sur les volumes importés par Engie.

A partir du 1<sup>er</sup> avril 2019, les modalités de fonctionnement de la zone desservie en gaz B ont évolué conformément à la délibération de la CRE du 13 décembre 2018<sup>3</sup>. Les consommations de l'ensemble des clients d'Engie ont depuis été intégrées dans le périmètre du contrat de prestation d'échange de gaz H en gaz B entre GRTgaz et Engie, moyennant une rémunération supplémentaire au bénéfice du fournisseur. L'ensemble des recettes de cette prestation seront intégrées dans la nouvelle formule tarifaire, en diminution des coûts d'approvisionnement d'Engie qui incluent l'approvisionnement en gaz B.

Sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2019 relatives aux coûts prévisionnels d'Engie, la CRE recommande que le niveau de l'indexation de marché PEG Nord soit augmenté, afin de refléter au mieux la réalité des coûts d'approvisionnement d'Engie. Globalement, le niveau de l'indexation sur les prix de marché de gros du gaz (PEG Nord et TTF) serait en légère augmentation, passant de 98,8% à 99,4 %.

Une partie des coûts d'approvisionnement étant composée de prix fixes, provenant à la fois de certains volumes de gaz importés en France et de coûts des capacités de transport international, la formule tarifaire ne serait toutefois toujours pas indexée à 100 % sur le marché.

La nouvelle formule tarifaire proposée par la CRE est définie de la manière suivante :

$$\Delta m = \Delta TTFQ\text{€/MWh} * 0,09336 + \Delta TTFM\text{€/MWh} * 0,32319 + \Delta TTF\text{€/MWh} * 0,07722 + \Delta PEGNM\text{€/MWh} * 0,50013$$

(voir la partie 2.2.1. pour la définition des indices)

<sup>2</sup> Source : données de portefeuille des fournisseurs transmis à la CRE dans le cadre de ses missions de surveillance des marchés de détail.

<sup>3</sup> Pour rappel, avant le 1<sup>er</sup> avril 2019, seuls les fournisseurs alternatifs pouvaient bénéficier du service de conversion de gaz H en gaz B proposé par GRTgaz. Seul ENGIE devait alimenter directement par lui-même en gaz B ses clients et ne pouvait bénéficier de ce service.

### 2.2.4 Perspective d'évolution des coûts d'approvisionnement jusqu'à fin 2019

Les prix de marché du gaz en France (PEG) et en Europe sont bas pendant l'été 2019 (moins de 15 €/MWh aujourd'hui) et remontent fortement au quatrième trimestre (autour de 20 €/MWh), à partir des données observées mi-mai. Il en résulte une forte hausse des coûts d'approvisionnement d'Engie à partir du quatrième 2019.

Figure 1. Evolution prévisionnelle des coûts d'approvisionnement d'Engie sur la base de la nouvelle formule tarifaire proposée par la CRE

2019	€/MWh	% du TRV moyen
Juillet	-8,1	-13,8%
Août	+0,2	+0,4%
Septembre	+0,7	+1,3%
Octobre	+2,5	+4,7%
Novembre	+2,4	+4,3%
Décembre	~ 0	~ 0%

Ces évolutions ne sont pas certaines car les prix de marché peuvent bien entendu évoluer d'ici là. Toutefois, une hausse significative sur le dernier trimestre de l'année 2019 semble probable.

Dans l'hypothèse où les pouvoirs publics souhaiteraient lisser les évolutions tarifaires entre juillet 2019 et la fin de l'année 2019, le mécanisme choisi doit respecter la bonne couverture des coûts d'approvisionnement d'Engie sur l'ensemble de la période de lissage. Ainsi, la formule tarifaire devrait être majorée d'un terme fixe sur les mois d'été qui serait compensé strictement par une minoration sur les mois d'hiver, sur la base des volumes prévisionnels mensuels de vente. Cette méthode de lissage est préférable à toute autre méthode.

Il faut noter qu'une telle méthode n'a pas pour résultat de figer les mouvements mensuels, comme cela a été fait entre février et juin 2019. La formule tarifaire continuerait à s'appliquer et les tarifs réglementés de vente évolueraient en fonction des coûts d'approvisionnement d'Engie. Il s'agit seulement de réduire l'amplitude du mouvement de forte baisse au 1<sup>er</sup> juillet 2019 suivi de fortes hausses au 4<sup>ème</sup> trimestre 2019.

## 2.3 Les perspectives d'évolutions des coûts hors approvisionnement 2019-2020

Engie a transmis à la CRE les prévisions suivantes d'évolution de ses coûts d'infrastructures par rapport aux coûts pris en compte dans les tarifs réglementés en vigueur :

- **Distribution** : hausse moyenne de 0,07 €/MWh (soit + 0,3 %), soit un effet à la hausse de 0,1 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1<sup>er</sup> juillet 2019 :
  - Evolution de la grille tarifaire de GRDF de +0,51 % au 1<sup>er</sup> juillet 2019 ;
  - Augmentation de 0,36 € par client et par an du terme R<sub>f</sub> à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2019 pour les options tarifaires T1 et T2 ;
- **Transport** : baisse moyenne de 0,07 €/MWh (le coût du transport est passé de 5,17 à 5,10 €/MWh, soit - 1,35 %), soit un effet à la baisse de 0,1 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1<sup>er</sup> juillet 2019 :
  - Prise en compte de l'évolution du tarif ATRT6 de GRTgaz (+4,6 %) et de Teréga (+3,0 %) au 1<sup>er</sup> avril 2019, dont les hausses portent principalement sur les termes d'entrée PIR/PITTM, d'entrées/Sorties PITS ainsi que les termes de sorties vers le réseau régional ;
  - Prise en compte de la cession par Engie de certaines capacités d'entrée aux PIR ;
  - Prise en compte de la mise à jour des coefficients A et Zi au 1<sup>er</sup> Avril 2019, diminuant les capacités journalières normalisées des clients à la baisse ;
- **Stockage / Modulation** : baisse moyenne de 0,59 €/MWh (le coût du stockage passe de 3,4 à 2,8 €/MWh, soit -18 %) y compris besoin en fonds de roulement (BFR) et rattrapage pour l'ensemble des clients distribution (soit un effet à la baisse de 1,0 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1<sup>er</sup> juillet 2019) :
  - La baisse du coût du stockage est principalement liée à l'évolution de -28% du terme tarifaire de stockage (TTS), s'établissant à 213,46 €/MWh/j/an au 1<sup>er</sup> avril 2019 ;
  - Elle est partiellement compensée par la hausse du prix des enchères de stockage pour 2019-2020 ;
  - Elle est accrue par la baisse de 0,04 €/MWh du coût du BFR 2019-2020 associé au stockage (le BFR passe de 0,17 à 0,12 €/MWh).

### 2.3.1 Les coûts de distribution

Dans sa délibération du 25 avril 2019 portant décision sur l'évolution du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet 2019, la CRE a :

- fait évoluer la grille tarifaire de GRDF de + 0,51 % au 1<sup>er</sup> juillet 2019, en application des modalités de mise à jour annuelle prévues par la délibération de la CRE du 10 mars 2016 sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF ;
- ajusté le montant du terme R<sub>f</sub> au 1<sup>er</sup> juillet 2019 pour les options tarifaires T1, T2 et pour les points de livraison sans compteurs individuels. Le montant R<sub>f</sub> est identique pour l'ensemble des GRD et s'est établi pour ces options à 7,32 € par an du 1<sup>er</sup> juillet 2019 au 30 juin 2020 (contre 6,96 € par an jusqu'au 30 juin 2018).

L'évolution des coûts de distribution d'Engie a un impact à la hausse de 0,1 % en moyenne sur les tarifs réglementés de vente au 1<sup>er</sup> juillet 2019.

### 2.3.2 Les coûts de transport

#### Méthode de calcul des coûts de transport

Les coûts de transport se basent sur le tarif d'accès des tiers au réseau de transport (ATRT) fixé par la CRE et sur les réservations des capacités d'accès aux réseaux de transport faites par ENGIE.

Différents termes tarifaires doivent être inclus pour évaluer les coûts de transport à prendre en compte dans les tarifs réglementés de vente de gaz :

- les termes de capacité d'entrée sur le réseau principal, au titre du gaz importé sur le territoire français ;

- les termes de capacité d'entrée et de sortie sur le réseau principal à partir des stockages, au titre du gaz injecté ou soutiré dans les infrastructures de stockage ;
- les termes de capacité de sortie du réseau principal, au titre du gaz livré aux réseaux régionaux ;
- les termes de capacité de transport sur le réseau régional, au titre du gaz acheminé sur le réseau régional ;
- les termes de capacité de livraison.

Depuis la création de la zone de marché unique au 1<sup>er</sup> novembre 2018, les termes de capacité à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz ainsi que les coûts et la redistribution des surplus d'enchères de capacités à la liaison Nord-Sud n'existent plus.

#### Principes d'allocation des coûts de transport

- Allocation des coûts directs

Les termes tarifaires concernés sont les termes de sortie du réseau principal, de transport sur le réseau régional ainsi que les termes de livraison. Ces coûts directs peuvent être calculés pour chaque client desservi sur le réseau de distribution en fonction de son profil de consommation et de sa consommation annuelle de référence (CAR).

- Allocation des coûts indirects

Les termes tarifaires concernés sont les termes d'entrée aux points d'interconnexion réseaux et aux terminaux méthaniers ainsi que les termes d'entrée et de sortie des stockages. En effet, les coûts de ces termes tarifaires sont globaux et ne peuvent pas être affectés par client ou par catégorie de clients.

Les coûts d'entrée supportés par ENGIE sont répartis entre livraison aux clients finals, transit international et solde des ventes et achats aux PEG pour déterminer la part des coûts à allouer aux ventes à des clients finals en France. Ces coûts sont ensuite alloués entre les clients au prorata de leur consommation, mesurée par la CAR au 1<sup>er</sup> avril 2019.

#### Evolution des coûts de transport

La mise à jour tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2019 prévoit une hausse moyenne des tarifs de 4,6 % pour GRTgaz et 3,0 % pour Terega.

La baisse des souscriptions d'Engie en entrée sur le réseau français aux points d'interconnexion (PIR), ainsi que la hausse des achats directement au PEG par Engie, entraînent une baisse du coût de transport affecté aux tarifs réglementés de vente d'environ -2,6%. Cette évolution inclut le remboursement de plusieurs capacités d'entrée aux PIR par certains fournisseurs qui livrent le gaz directement au PEG.

La mise à jour au 1<sup>er</sup> avril 2019 des coefficients A et Zi, revus à la baisse, induit une diminution des coûts de transport d'environ -2,6%.

Ainsi, au total, les évolutions des coûts de transport entraînent, pour un client moyen au tarif réglementé de vente, une baisse de - 0,02 €/MWh par rapport aux coûts portant sur l'année passée.

#### Rattrapage et anticipation de l'augmentation des coûts de transport

Le décalage entre l'évolution des tarifs de transport au 1<sup>er</sup> avril et la revalorisation des TRV au 1<sup>er</sup> juillet est pris en compte au moyen d'une part d'un rattrapage au titre de la période du 1<sup>er</sup> avril au 1<sup>er</sup> juillet de la période précédente et, d'autre part, d'une anticipation du prochain tarif de transport au titre de la période du 1<sup>er</sup> avril au 1<sup>er</sup> juillet à venir.

Figure 2. Calendrier tarifaire et décalage de la prise en compte des augmentations de coûts de transport



L'évolution du tarif de transport au 1<sup>er</sup> avril 2019 n'avait pas été correctement anticipée dans les coûts de transport prévisionnels devant être couverts par les TRV pour la période du 1<sup>er</sup> juillet 2018 au 30 juin 2019. Le rattrapage de cette évolution est calculé comme l'écart entre l'anticipation et les coûts réalisés après application de la mise à jour du tarif ATRT6 au 1<sup>er</sup> avril 2019. Cet écart se chiffre à - 0,05 €/MWh pour les clients aux tarifs réglementés.

Dans le contexte de l'entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2020 du nouveau tarif ATRT7, dont les paramètres financiers ne sont pas connus à date, l'évolution tarifaire anticipée à cette date est nulle. Il n'y a donc pas d'impact sur les tarifs réglementés.

L'évolution moyenne des coûts de transport pour les consommateurs au tarif réglementé de vente est de -0,02 €/MWh, avant intégration de l'anticipation et du rattrapage. En intégrant le rattrapage et l'anticipation, l'évolution réelle est de -0,07 €/MWh pour l'ensemble des distributions publiques.

L'évolution des coûts de transport d'ENGIE a un impact à la baisse de 0,1 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1<sup>er</sup> juillet 2019.

### 2.3.3 Les coûts de stockage

En application de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement, le revenu des opérateurs de stockage est régulé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018. Les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères, et la différence, positive ou négative, entre les recettes issues des enchères et le revenu régulé des opérateurs de stockage est compensée, au sein du tarif ATRT, par un terme tarifaire dédié.

Pour évaluer les coûts du stockage, ENGIE prend donc en compte les coûts de réservation des capacités de stockage via les enchères, le coût du terme tarifaire stockage dans le tarif ATRT qui s'applique à son portefeuille de clients TRV, et le besoin en fonds de roulement du gaz immobilisé.

#### Calcul des coûts de stockage lié à la souscription aux enchères des capacités

Pour 2019-2020, ENGIE prend en compte les coûts de réservation de capacités dans les stockages français, issus des enchères qui ont eu lieu entre novembre 2018 et février 2019. Ces capacités seront remplies d'avril à octobre 2019, puis vidées pendant l'hiver gazier de novembre 2019 à mars 2020.

Le volume de stockage est calculé pour couvrir la modulation des clients d'ENGIE. La souscription de stockage réalisée par ENGIE étant suffisante pour assurer le besoin de modulation de ses clients français et constituant le moyen le moins coûteux, aucun moyen complémentaire n'est retenu.

Les coûts sont ensuite imputés en fonction du débit de modulation hivernale des clients.

Pour l'année 2019-2020, les prix d'adjudication des enchères de capacités sont plus élevés que ceux observés sur l'année précédente. Ainsi le coût total des enchères de stockage d'Engie a nettement évolué à la hausse, malgré un volume de capacités souscrites plus faible : le montant des souscriptions évolue de +367%, pour des capacités réservées en diminution de 8 %. Ceci impacte à la hausse le coût de stockage des tarifs réglementés (la part due aux souscriptions passe de 0,15 à 0,69 €/MWh, soit une hausse de 0,54 €/MWh).

#### Coût du stockage lié au terme tarifaire stockage introduit dans le tarif de transport

Dans sa délibération du 22 mars 2018<sup>4</sup>, la CRE a introduit un terme tarifaire stockage visant à recouvrir la partie des revenus des opérateurs de stockage souterrains de gaz naturel non couverte par les revenus directement perçus par ces derniers (principalement issus des enchères), applicable aux clients raccordés au réseau de distribution de gaz non délestables non interruptibles. Par délibération du 14 mars 2019<sup>5</sup>, la CRE a fixé ce terme à 213,46 €/MWh/j/an, à partir du 1<sup>er</sup> avril 2019.

Le terme tarifaire est en diminution de 28% par rapport à celui de l'année précédente (297,10 €/MWh/j/an), ce qui impacte fortement à la baisse le coût de stockage des tarifs réglementés (la part due au TTS passe de 2,96 à 2,05 €/MWh, soit une baisse de 0,91€/MWh).

#### Besoin en fonds de roulement (BFR) pour le gaz immobilisé dans les stockages

Le besoin en fonds de roulement (BFR) pour le stockage représente le coût de l'immobilisation du gaz stocké pendant plusieurs mois avant d'être vendu. Hors effet de rattrapage, le BFR 2019-2020 est en baisse de 0,04 €/MWh (il passe de 0,17 à 0,12 €/MWh) par rapport au BFR 2018-2019 pour un client distribution moyen, principalement du fait de la baisse des prix du gaz observée sur les marchés de gros en 2019.

<sup>4</sup> Délibération de la CRE du 22 mars 2018 portant décision d'introduction d'un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF

<sup>5</sup> Délibération de la CRE du 14 mars 2019 fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga à partir du 1er avril 2019

### Rattrapage et anticipation de l'évolution des coûts de stockage

Deux évolutions de sens opposé n'avaient pas été prévues dans le coût prévisionnel du stockage au 2<sup>e</sup> trimestre 2019 pour les TRV de l'année dernière : la hausse des coûts d'enchères observée cette année ainsi que la forte baisse du terme tarifaire de compensation de stockage.

De plus on observe également un rattrapage à la baisse sur les coûts du BFR, liée à des cours du marché du gaz plus bas qu'anticipé.

Au global le rattrapage du trimestre considéré conduit à une diminution du coût de stockage de - 0,24 €/MWh pour un client distribution moyen.

Pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2020 au 1<sup>er</sup> juillet 2020, l'hypothèse d'évolution du terme tarifaire de stockage est de +4,1 %. Cette prévision se base sur des recettes d'enchères et un revenu autorisé des opérateurs de stockage constant par rapport à cette année, la hausse sur ces trimestres étant liée à la diminution de la compensation à percevoir sur le 1<sup>er</sup> trimestre 2020 par rapport à celle perçue sur le 1<sup>er</sup> trimestre 2019. Le solde perçu par les opérateurs de stockage entre le T2 et le T4 2019 est ainsi plus important. L'anticipation de cette évolution conduit à une hausse du coût de stockage de + 0,06 €/MWh.

La prise en compte du BFR et du rattrapage conduit au total à une baisse des coûts de stockage de 0,59 €/MWh pour un client distribution moyen (le coût unitaire passant de 3,4 à 2,8 €/MWh).

L'évolution des coûts de stockage d'ENGIE a un impact à la baisse de 1,0 % en moyenne sur les tarifs réglementés au 1<sup>er</sup> juillet 2019.

### **2.3.4 Les coûts commerciaux**

En moyenne ces dernières années, les coûts commerciaux ont représenté entre 10 et 15 % des coûts pris en compte dans les tarifs réglementés de vente en distribution publique.

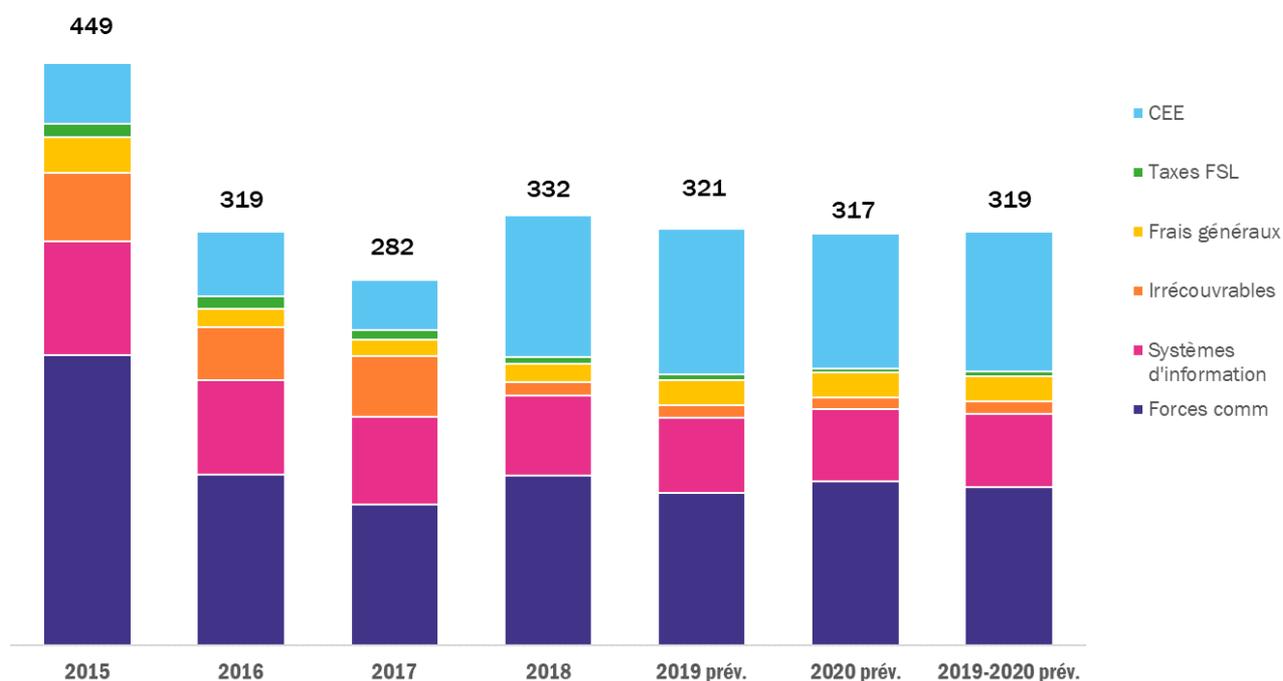
L'article 3 de l'arrêté du 28 juin 2018 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni par Engie précise que les coûts commerciaux « se composent des coûts de gestion de la clientèle, de gestion de l'approvisionnement et de gestion de l'accès aux infrastructures, des coûts des certificats d'économie d'énergie ainsi que d'une marge commerciale raisonnable. Ils sont estimés à partir des coûts de l'année précédente, en tenant compte de l'évolution prévisionnelle des coûts et de l'évolution prévisible des volumes de vente pour l'année d'application du présent arrêté. »

Dans le cadre des présents travaux, Engie a communiqué à la CRE ses meilleures prévisions d'évolution des coûts commerciaux pour les exercices 2019 et 2020. A compter du 1<sup>er</sup> janvier 2018, Engie a séparé son activité de gestion de clientèle entre ses clients aux TRV et en offre de marché en créant une direction autonome, la Direction Tarif Réglementé (DTR). La création de cette direction dédiée à la gestion des clients aux tarifs réglementés de vente permet une affectation directe d'un certain nombre de coûts. Pour les coûts ne pouvant être affectés directement (système d'information, Fonds de Solidarité pour le Logement...) les prévisions ont été établies conformément aux principes d'affectation des coûts commerciaux entre clients au tarif réglementé de vente et clients en offre de marché en vigueur. La CRE a procédé à une analyse de ces coûts prévisionnels en s'appuyant sur la comptabilité dissociée d'Engie.

L'approche retenue par la CRE pour apprécier l'assiette des coûts prévisionnels à prendre en compte dans les tarifs consiste à déterminer un niveau moyen de coûts prévisionnels correspondant à la moyenne des coûts prévisionnels des exercices 2019 et 2020. Dans le cadre de l'élaboration des barèmes des tarifs réglementés de vente, ces coûts sont affectés aux différents tarifs par application de clés de répartition.

L'évolution de l'assiette des coûts commerciaux d'Engie, au périmètre des tarifs réglementés de vente de gaz est présentée ci-après :

Figure 3. Evolution des coûts commerciaux réalisés depuis 2015 et prévisionnels 2019-2020 d'Engie (M€)  
Périmètre activité de vente de gaz aux tarifs réglementés de vente sur le marché de masse



#### Evolution des coûts commerciaux hors CEE

La légère baisse des coûts commerciaux hors CEE observée entre 2017 et 2018 s'explique principalement par une nette diminution des irrécouvrables et des coûts de systèmes d'information. Cette baisse est en partie compensée par l'augmentation du poste « forces commerciales », liée à des coûts de relation clientèle plus importants à la suite de la création de la DTR.

Les coûts prévisionnels 2019-2020 sont en légère baisse par rapport aux coûts réalisés 2018. Cette évolution s'explique par la baisse des coûts de systèmes d'information, des coûts de relation clientèle et par la disparition des coûts de commercialisation, puisque les tarifs réglementés de vente seront mis en extinction au cours du second semestre 2019.

Cette baisse est partiellement compensée par d'autres frais prévisionnels spécifiques, directement ou indirectement issus des dispositions envisagées au cours de l'élaboration de la loi PACTE. Ces dépenses sont ainsi constituées :

- de coûts d'envoi de courriers réglementaires pour obtenir l'accord exprès des clients résidentiels d'Engie permettant la transmission aux fournisseurs alternatifs de leurs données de contact et de consommation ;
- de coûts liés à la création d'un plateau d'appels dédié à la bonne information des consommateurs sur la fin des tarifs réglementés ;
- de coûts de restructuration des effectifs de la DTR, qui sera engagée par Engie SA à partir de 2020, dans le cadre d'un accord de Gestion des Emplois et des Parcours Professionnels.

Les dispositions de la loi PACTE sur la fin des tarifs réglementés de vente de gaz ont été censurées par le Conseil Constitutionnel par décision du 16 mai 2019 pour des motifs de procédure. Les coûts prévisionnels d'Engie sur la période 2019-2020 intègrent l'hypothèse que ces dispositions seront validées par un prochain véhicule législatif au cours du 2<sup>ème</sup> semestre 2019.

Evolution des coûts des CEE

Les coûts d'acquisition des CEE (en M€) présentés par Engie pour la prochaine période tarifaire sont en baisse de 2% par rapport aux coûts réalisés en 2018. Cette baisse s'explique par la diminution des volumes de vente aux TRV et donc par la réduction de l'obligation d'économies d'énergie sur la période 2019/2020. Cette évolution est compensée par la hausse importante des prix d'acquisition prévisionnels des CEE, tant en production propre qu'en achat sur le marché.

Les coûts prévisionnels d'acquisition des CEE 2019-2020 sont en hausse de 31% par rapport à ceux intégrés dans les tarifs 2018-2019.

Evolution des volumes de vente aux TRV

Les volumes de ventes aux tarifs réglementés de vente sur la prochaine période tarifaire sont en forte baisse, en lien avec la baisse tendancielle observée ces dernières années. A titre d'illustration, les volumes des ventes aux clients au tarif réglementé sont passés de 67 TWh à 57 TWh entre 2016 et 2017.

Figure 4. Evolution des volumes de vente au tarif réglementé entre 2018 et 2019-20

	2018 réalisé	2019-2020 prévisionnel	Variation
<b>Nombre de clients (en milliers)</b>	4 396	3 421	-22 %
<b>Consommation fournie au tarif réglementé (en TWh)</b>	49,1	37,0	-25 %

Source : données corrigées de l'effet climatique, prévisions Engie

Les effets conjugués de la baisse des volumes de vente aux tarifs réglementés de vente, de la baisse des coûts commerciaux et de la hausse des coûts des CEE supportés par Engie conduisent à une hausse des coûts commerciaux et CEE unitaires à prendre en compte pour la prochaine période tarifaire.

L'effet sur les tarifs réglementés de vente au 1<sup>er</sup> juillet 2019 est évalué à + 1,7 %.

Cette évolution intègre l'augmentation du versement de la composante de gestion par le GRD à Engie, de 5,5 € à 6,15 € par client par an (cf. paragraphe 2.3.1).

## SYNTHESE ET RECOMMANDATIONS DE LA CRE

Conformément au cadre législatif en vigueur, et dans l'attente de l'adoption d'un nouveau projet de loi venant tirer les conséquences de la décision du Conseil d'État du 19 juillet 2017 et prévoyant les modalités de suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel, la CRE a renouvelé son analyse détaillée des coûts d'Engie en 2019.

Sur la base de l'examen approfondi des comptes d'Engie, et de ses coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement, la CRE formule les recommandations suivantes :

- Sur l'analyse des coûts 2018

La CRE constate que les écarts en 2018 entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés de vente et les coûts réellement supportés par l'opérateur (incluant la marge commerciale et diminués de la modulation de rattrapage au titre des écarts des années 2016 et 2017) sont faibles. La CRE recommande en conséquence que la modulation de rattrapage intégrée dans les tarifs en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2017 au titre des écarts de l'année 2016 et maintenue dans les tarifs au 1<sup>er</sup> juillet 2018, soit supprimée dans les tarifs au 1<sup>er</sup> juillet 2019.

- Sur l'évolution des coûts hors approvisionnement

La CRE constate que :

- les coûts d'utilisation des infrastructures supportés par Engie évoluent légèrement à la baisse ;
- les coûts commerciaux sont en augmentation, du fait principalement de la hausse des CEE et de la baisse des volumes vendus aux TRV.

Figure 5. Tableau d'évolution des coûts hors approvisionnement au 1<sup>er</sup> juillet 2019

% d'impact sur les tarifs réglementés de vente d'Engie au 1 <sup>er</sup> juillet 2019 HT	
Coûts de distribution	+ 0,1 %
Coûts de transport	- 0,1 %
Coûts des stockages	- 1,0 %
Coûts commerciaux :	
Dont coûts commerciaux hors CEE	0 %
Dont coûts des CEE	+ 1,7%
Dont retour à une marge normale	+ 1,1%
<b>Total coûts hors approvisionnement</b>	<b>+ 1,8 %</b>

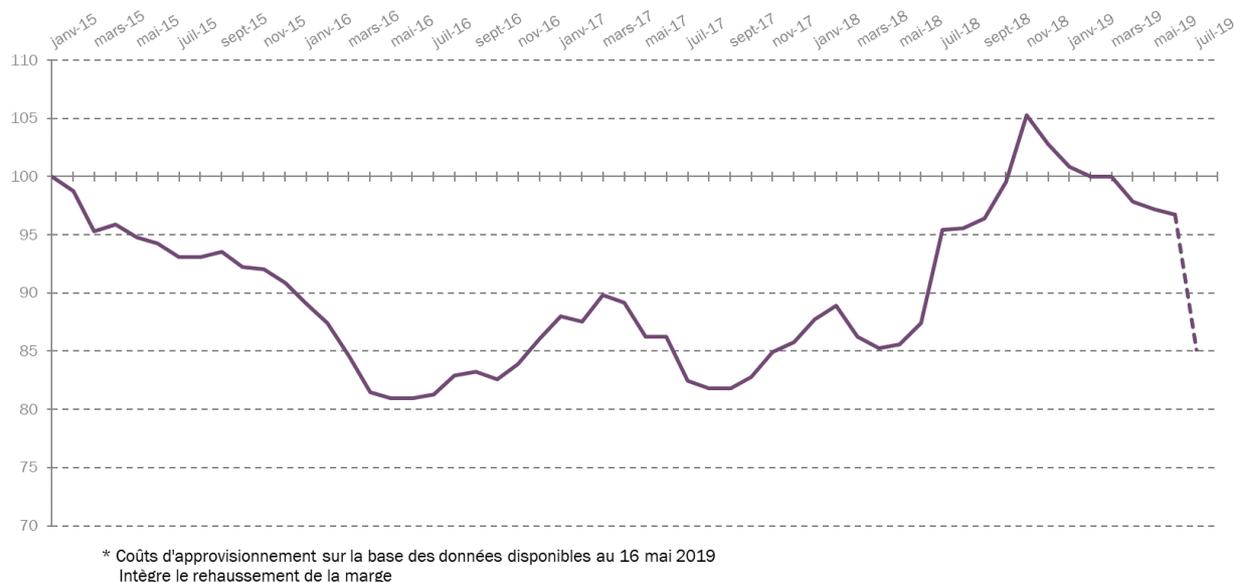
Les tarifs réglementés de vente de gaz devraient évoluer au 1<sup>er</sup> juillet 2019 de + 1,8 %, afin de refléter l'évolution des coûts d'infrastructure et de commercialisation prévisionnels d'Engie.

- Sur l'évolution de la formule tarifaire

Sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2019, en raison de la révision de prix de certains contrats de long terme d'Engie, la CRE recommande de faire évoluer la formule tarifaire en accordant une pondération plus forte à la référence de prix de marché PEG.

La formule et les indices sous-jacents utilisés pour le calcul de l'évolution des coûts d'approvisionnement n'étant pas connus à la date du présent rapport, l'évolution de ces coûts au 1<sup>er</sup> juillet 2019 ne peut pas être calculée à ce stade. Sur la base des données disponibles au 16 mai 2019, et compte-tenu de la baisse des prix constatée sur les marchés du gaz, l'évolution des coûts d'approvisionnement pourrait induire une baisse additionnelle des tarifs réglementés de vente de l'ordre de 13,8 %.

Figure 6. Évolution du tarif réglementé de vente de gaz moyen d'Engie, hors taxes et CTA, depuis le 1er janvier 2015 et prévisionnel au 1er juillet 2019 (en €/MWh, base 100 en janvier 2015)



A titre d'illustration, pour un client type B1 (usage chauffage), consommant 17 MWh par an et habitant à Paris, cette évolution correspond à une baisse sur sa facture TTC de l'ordre de 11 %, soit environ 145 € TTC sur une année (les taxes représentant 30 % de la facture TTC de ce client).

- Sur les évolutions tarifaires prévisionnelles d'ici la fin de l'année 2019

Les prix de marché actuels laissent anticiper de fortes hausses des tarifs réglementés de vente jusqu'à la fin de l'année 2019 après la forte baisse du 1<sup>er</sup> juillet 2019. Si le gouvernement souhaite restreindre l'ampleur de ces mouvements contraires à des échéances rapprochées, la CRE privilégie l'option de le faire par l'ajout d'un terme fixe pendant les mois d'été, compensé par un terme fixe négatif pendant le quatrième trimestre 2019. Ce mécanisme respecterait intégralement la couverture des coûts d'approvisionnement d'Engie.

\*\*\*

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et sera transmise au ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire et au ministre de l'Economie et des Finances.

Délibéré à Paris, le 23 mai 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,  
Le Président,

Jean-François CARENCO