



DELIBERATION N° 2020-121

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mai 2020 relative à l'analyse des coûts d'approvisionnement en gaz naturel et hors approvisionnement à couvrir par les tarifs réglementés de vente du gaz d'Engie

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

1. CONTEXTE ET COMPETENCE DE LA CRE

La loi n°2019-1147 relative à l'énergie et au climat (LEC), promulguée le 8 novembre 2019, met fin aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel des fournisseurs historiques, pour toutes les catégories de consommateurs, en plusieurs étapes :

- les clients professionnels dont la consommation annuelle est inférieure à 30 MWh devront choisir une offre de marché d'ici le 1^{er} décembre 2020 ;
- les clients résidentiels ainsi que les syndicats de copropriétés et les propriétaires uniques d'immeuble à usage unique d'habitation dont la consommation annuelle est inférieure à 150 MWh devront, eux, opter pour une offre de marché d'ici le 1^{er} juillet 2023.

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ne sont plus commercialisés depuis le 8 décembre 2019. Néanmoins, pour les contrats en cours d'exécution à la date de publication de la LEC et jusqu'aux échéances mentionnées ci-dessus, les dispositions du code de l'énergie relatives au mode de construction et aux missions de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) abrogées par la LEC restent applicables dans leur rédaction antérieure à cette loi.

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 27 juin 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^{er} juillet 2019 et le 30 juin 2020.

* * *

Conformément au code de l'énergie, la CRE a renouvelé son analyse détaillée des coûts d'Engie en 2020. La CRE a notamment examiné l'ensemble des coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement d'Engie réalisés sur l'année 2019 et prévisionnels sur la période tarifaire allant du 1^{er} juillet 2020 au 30 juin 2021.

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 ET DES RECETTES D'ENGIE SUR L'ANNEE 2019 AU PERIMETRE DE L'ACTIVITE DE FOURNITURE DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ

2.1 Principes méthodologiques

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 (TRV) 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 TRV en 2019, la CRE a pu s'appuyer sur la comptabilité de la Direction du Tarif Réglementé (DTR) d'Engie. Créée au 1^{er} janvier 2018, cette direction autonome dédie exclusivement son activité à la gestion de la clientèle au TRV.

Engie a transmis à la CRE, le 3 avril 2020, ses comptes dissociés relatifs à l'exercice 2019. Ceux-ci 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 au TRV. 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.

La CRE veille chaque année à la constance de l'application de ces principes de dissociation.

Les comptes dissociés permettent de déterminer le résultat d'exploitation réalisé par Engie au périmètre de l'activité de fourniture de ses clients au TRV. 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 (y compris la marge commerciale) ont été surcouverts par les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés de vente en 2019. Le résultat comptable représente 7,1% des coûts (y compris la marge commerciale) d'Engie.

Une partie de cet écart ne constitue pas un gain réel pour Engie mais résulte d'effets de présentation comptable, la définition de la comptabilité dissociée ne permettant pas d'évaluer à elle seule la couverture réelle des coûts d'Engie par les TRV. Comme pour les années précédentes, la CRE a retraité le résultat comptable des effets qu'elle juge non pertinents car résultant de jeux d'écriture comptable.

A titre d'illustration, dans les tarifs en vigueur au 1^{er} 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 premier semestre 2019, les tarifs en vigueur font apparaître une réduction de marge, compensée par un surcroît de marge au second semestre 2018. Puisque la comptabilité dissociée n'intègre que les coûts constatés à partir du 1^{er} janvier 2019, il est légitime de retraiter le résultat comptable de cet effet.

Le contexte de marché particulier de l'année 2019 a contribué à amplifier l'impact de certains effets usuellement limités, qui ont fait l'objet de nombreux échanges entre la CRE et ENGIE. L'impact de la saisonnalité des ventes aux tarifs ainsi que le décalage existant, par construction, entre la formule tarifaire et les contrats long terme d'ENGIE sont les deux effets majeurs pour lesquels la CRE a estimé nécessaire d'affiner son analyse.

Enfin, l'arrêté du 27 juin 2019 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni par Engie a introduit dans la formule tarifaire un terme supplémentaire visant à lisser l'évolution mensuelle des tarifs du 1^{er} juillet 2019 jusqu'à 29 février 2020. L'arrêté fixe les valeurs que prend ce terme supplémentaire chaque mois.

Les données de l'exercice comptable 2019 ne sont pas suffisantes pour évaluer les écarts relatifs au mécanisme de lissage dans son ensemble puisqu'il s'étend jusqu'au 29 février 2020. L'écart généré par le mécanisme de lissage sera analysé lors de l'exercice tarifaire de l'année prochaine.

2.2 Bilan de l'analyse des écarts sur 2019

Retraité de ces effets, l'écart entre les recettes issues des ventes aux clients au TRV et les coûts réellement supportés par l'opérateur sur l'année 2019, marge commerciale incluse, est de l'ordre de -0,3% du chiffre d'affaires.

La CRE constate que l'écart entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés de vente et les coûts réellement supportés par l'opérateur est faible en 2019.

3. LES PERSPECTIVES D'ÉVOLUTION DES COÛTS SUR LA PÉRIODE TARIFAIRE ALLANT DU 1^{ER} JUILLET 2020 AU 30 JUIN 2021

3.1 Les perspectives d'évolution des coûts d'approvisionnement

3.1.1 Rappel de la formule en vigueur pour la période 2019-2020

L'arrêté du 27 juin 2019 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 d'Engie importés ou susceptibles de l'être.

L'évolution du terme représentant les coûts d'approvisionnement en gaz naturel (« m ») 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 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 (« PEG MA+2 »).

Le terme représentant les coûts d'approvisionnement en gaz évolue chaque mois selon la formule suivante (Δ = évolution du terme) :

$$\Delta m = \Delta(\text{TTF QA}+1)\text{€/MWh} \times 0,09336 + \Delta(\text{TTF MA}+2)\text{€/MWh} \times 0,32319 + \Delta(\text{TTF YA})\text{€/MWh} \times 0,07722 + \Delta(\text{PEG MA}+2)\text{€/MWh} \times 0,50013$$

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 99,4 % de volumes indexés pour partie ou en totalité sur les prix de marché ;
- de 0,6 % de volumes dont le prix est fixe.

L'article 2 de l'arrêté du 27 juin 2019 introduit dans la formule tarifaire un terme supplémentaire visant à lisser l'évolution mensuelle des tarifs du 1^{er} juillet 2019 jusqu'à 29 février 2020. L'arrêté fixe les valeurs que prend ce terme supplémentaire chaque mois, tel qu'indiqué dans le tableau ci-dessous :

Tableau 1 - Evolution du terme supplémentaire visant à lisser l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel entre le 1^{er} juillet 2019 et le 29 février 2020

Mois	Valeur du terme supplémentaire en c€/kWh
Juil-2019	+ 0,340
Août-2019	+ 0,470
Sept-2019	+ 0,390
Oct-2019	+ 0,100
Nov-2019	- 0,039
Déc-2019	- 0,039
Janv-2020	- 0,039
Fév-2020	- 0,039

3.1.2 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, en vigueur au 1^{er} juillet 2020, ou entrant en vigueur au cours de la période allant du 1^{er} juillet 2020 au 30 juin 2021.

L'évolution de ces conditions de prix incite à une indexation plus forte sur les indices de prix PEG, au détriment des indices TTF (marché aux Pays-Bas).

Au mois de novembre 2019, Engie a annoncé avoir conclu avec Sonatrach un contrat comportant un approvisionnement de gaz naturel liquéfié pour livraison à Fos-Tonkin.

A partir du 1^{er} 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 2018¹. 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. Comme l'année précédente, la formule tarifaire proposée intègre les recettes de cette prestation 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 2020 relatives aux coûts prévisionnels d'Engie, la CRE recommande :

- d'augmenter le niveau de l'indexation aux indices de prix PEG ;
- d'introduire un nouvel indice PEG trimestriel.

Une partie des volumes étant achetée à prix fixe, le niveau global de l'indexation sur les prix de marché de gros du gaz (PEG et TTF) serait en légère diminution, passant de 99,4% à 98,9 %.

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

$$\Delta m = \Delta(\text{TTF QA}+1)\text{€}/\text{MWh} \times 0,05012 + \Delta(\text{TTF MA}+2)\text{€}/\text{MWh} \times 0,26145 + \Delta(\text{TTF YA})\text{€}/\text{MWh} \times 0,07885 + \Delta(\text{PEG MA}+2)\text{€}/\text{MWh} \times 0,54124 + \Delta(\text{PEG QA}+1)\text{€}/\text{MWh} \times 0,05763$$

Avec,

« PEG QA+1 » le prix coté en France 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

Les autres indices sont définis à la partie 3.2.1.

¹ Pour rappel, avant le 1^{er} 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.

3.2 Les perspectives d'évolutions des coûts hors approvisionnement 2020-2021

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 TRV en vigueur :

- **Distribution** : baisse moyenne de 0,13 €/MWh (le coût moyen de la distribution est passé de 19,46 à 19,33 €/MWh soit - 0,7 %), soit un effet à la baisse de 0,3 % en moyenne sur les TRV HT au 1^{er} juillet 2020 :
 - entrée en vigueur de l'ATRD6 au 1^{er} juillet 2020 ;
 - augmentation de 0,48 € par client et par an du terme R_f à compter du 1^{er} juillet 2020 pour les options tarifaires T1 et T2 ;
- **Transport** : hausse de 0,13 €/MWh en moyenne pour l'ensemble des clients au TRV (le coût moyen du transport est passé de 5,10 à 5,23 €/MWh, soit +2,5 %), soit un effet à la hausse de 0,3 % en moyenne sur les TRV HT au 1^{er} juillet 2020 :
 - cette hausse est notamment déterminée par l'entrée en vigueur du tarif ATRT7 au 1^{er} avril 2020 et de sa trajectoire d'évolution prévue au 1^{er} avril 2021 (+1,4 % en moyenne pour GRTgaz et +0,7% en moyenne pour Teréga) ;
 - elle est compensée par plusieurs effets :
 - la cession par Engie de certaines capacités d'entrée aux PIR impacte à la baisse les coûts de transport ;
 - la mise à jour des coefficients A et Zi au 1^{er} avril 2020 impacte à la baisse le coût des capacités journalières normalisées ;
- **Stockage / Modulation** : baisse de 0,38 €/MWh en moyenne pour l'ensemble des clients au TRV (le coût du stockage passe de 2,79 à 2,41 €/MWh, soit -14 %), soit un effet à la baisse de 0,8 % en moyenne sur les TRV HT au 1^{er} juillet 2020 :
 - cette évolution est principalement liée à la baisse de 63% du terme tarifaire de stockage (TTS), partiellement compensée par la hausse du prix des enchères de stockage réalisées par Engie pour 2020-2021 ;
 - le coût en BFR du gaz stocké diminue également.

3.2.1 Les coûts de distribution

Dans sa délibération du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, la CRE a défini une nouvelle grille tarifaire. Pour les options T1 et T2, l'entrée en vigueur de ces barèmes se traduit notamment par une baisse des abonnements annuels et une hausse des prix proportionnels.

Dans sa délibération du 20 mai 2020, la CRE a ajusté le montant du terme R_f au 1^{er} juillet 2020 pour les options tarifaires T1, T2 et pour les points de livraison sans compteurs individuels. Le montant R_f est identique pour l'ensemble des GRD et s'est établi pour ces options à 7,80 € par an du 1^{er} juillet 2020 au 30 juin 2021 (contre 7,32 € par an jusqu'au 30 juin 2020).

L'évolution des coûts de distribution d'Engie a un impact à la baisse de 0,3 % en moyenne sur les tarifs réglementés de vente hors taxe au 1^{er} juillet 2020.

3.2.2 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.

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 au PEG (Point d'Echange Gaz, place de marché française pour les échanges de gaz) pour déterminer la part des coûts à allouer aux ventes à des clients finals en France. Ces coûts sont ensuite alloués aux différents clients au prorata de leur consommation, mesurée par leur CAR au 1^{er} avril 2020.

Evolution des coûts de transport

Le nouveau tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT7, est entré en vigueur au 1^{er} avril 2020. L'évolution des termes tarifaires qui en résulte entraîne une hausse de +1,6% des coûts de transport pour les TRV.

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 d'environ -0,3%.

La mise à jour au 1^{er} avril 2020 des coefficients A et Zi, revus pour certains à la baisse, induit une diminution des coûts de transport d'environ -0,4%.

La localisation géographique des points de livraison au sein du portefeuille clients d'Engie se traduit par des coûts différenciés d'utilisation des réseaux régionaux de GRTgaz et Teréga. La prise en compte de l'évolution de ce portefeuille entraîne une hausse moyenne des coûts de transport de +0,3%.

Ainsi, au total, les évolutions des coûts de transport entraînent, pour les clients aux tarifs réglementés, une hausse moyenne de 0,13 €/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^{er} avril et la revalorisation des TRV au 1^{er} juillet est pris en compte au moyen d'une part d'un rattrapage au titre de la période du 1^{er} avril au 1^{er} juillet de la période précédente et, d'autre part, d'une anticipation du prochain tarif de transport au titre de la période du 1^{er} avril au 1^{er} juillet à venir.

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



Dans le contexte de l'entrée en vigueur au 1^{er} avril 2020 du nouveau tarif ATRT7, dont les paramètres financiers étaient encore difficilement prévisibles lors du précédent exercice d'analyse des coûts d'approvisionnement d'Engie, l'évolution tarifaire anticipée avait été définie comme nulle.

En conséquence l'évolution du tarif de transport au 1^{er} avril 2020 doit par construction faire l'objet d'un rattrapage, calculé comme l'écart entre l'anticipation et les coûts réalisés après application de la mise à jour du tarif ATRT7 au 1^{er} avril 2020. Cet écart se chiffre à +0,01 €/MWh en moyenne pour les clients aux tarifs réglementés.

En cohérence avec les trajectoires d'évolutions tarifaires prévues dans le cadre du tarif ATRT², l'évolution tarifaire anticipée au 1^{er} avril 2021 est de +1,4 % GRTgaz et de +0,7 % pour Teréga. L'anticipation de cette hausse tarifaire impacte les tarifs réglementés à la hausse de +0,02 €/MWh en moyenne.

L'évolution moyenne des coûts de transport pour l'ensemble des tarifs réglementés est de + 0,10 €/MWh, avant intégration de l'anticipation et du rattrapage. En intégrant le rattrapage et l'anticipation, l'évolution réelle est de +0,13 €/MWh en moyenne.

L'évolution des coûts de transport d'ENGIE a un impact à la hausse de 0,3 % en moyenne sur les tarifs réglementés HT au 1^{er} juillet 2020.

3.2.3 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^{er} 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 (i) les coûts de réservation des capacités de stockage *via* les enchères, (ii) le coût du terme tarifaire stockage dans le tarif ATRT qui s'applique à son portefeuille de clients TRV, et (iii) le besoin en fonds de roulement du gaz immobilisé.

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

Pour 2020-2021, ENGIE prend en compte les coûts de réservation de capacités dans les stockages français, issus des enchères qui ont eu lieu entre novembre 2019 et février 2020. Ces capacités seront remplies d'avril à octobre 2020, puis vidées pendant l'hiver gazier de novembre 2020 à mars 2021.

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 aux TRV.

Pour l'année 2020-2021, 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 +93% pour des capacités réservées en diminution de 21 %. Ceci impacte à la hausse le coût de stockage des tarifs réglementés : la part due aux souscriptions passe de 0,69 à 1,40 €/MWh, soit une hausse de 0,71 €/MWh.

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

Dans sa délibération du 22 mars 2018³, la CRE a introduit un terme tarifaire stockage visant à recouvrer la partie des revenus des opérateurs de stockage souterrain 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 26 mars 2020⁴, la CRE a fixé ce terme à 78,63 €/MWh/j/an, à partir du 1^{er} avril 2020.

Le terme tarifaire est en diminution de 63% par rapport à celui de l'année précédente (213,46 €/MWh/j/an), ce qui impacte à la baisse le coût de stockage des tarifs réglementés : la part due au TTS passe de 2,05 à 0,75 €/MWh.

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

³ 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

⁴ Délibération de la CRE du 26 mars 2020 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 1^{er} avril 2020

La hausse des coûts liés à la souscription d'Engie aux enchères des capacités est donc surcompensée par la baisse des coûts dus au TTS. L'écart de -0,59€/MWh s'explique principalement par deux raisons :

- le revenu autorisé des opérateurs de stockage, fixé par délibération de la CRE⁵ et reflet du coût global du stockage en France, a diminué de 6% entre 2019 et 2020 pour s'établir à 682,3 M€ tous opérateurs confondus ;
- le coût des enchères obtenues par Engie pour les volumes de ses clients au TRV est en moyenne plus faible marginalement que celui des autres acteurs.

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 2020-2021 est en baisse de 0,03 €/MWh (il passe de 0,12 à 0,09 €/MWh) par rapport au BFR 2019-2020 pour un client distribution moyen, principalement du fait de la baisse des prix du gaz observée sur les marchés.

Rattrapage et anticipation de l'évolution des coûts de stockage

Deux évolutions de sens opposés n'avaient pas été prévues dans le coût prévisionnel du stockage au 2^e trimestre 2020 pour les TRV de l'année dernière : la hausse des coûts d'enchères observée cette année ainsi que la 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 prix du marché du gaz plus bas qu'anticipés.

Au global le rattrapage sur le 2^{ème} trimestre 2020 conduit à une diminution du coût de stockage de 0,15 €/MWh pour un client distribution moyen.

Pour la période du 1^{er} avril 2021 au 1^{er} juillet 2021, l'hypothèse d'évolution du terme tarifaire de stockage est de +166 %. Cette prévision se base sur une assiette de compensation constante par rapport à cette année, un revenu autorisé des opérateurs de stockage évoluant au 1^{er} avril 2021 selon la trajectoire définie dans le tarif ATS2⁶, et des revenus d'enchères calculés comme la moyenne des revenus perçus ces deux dernières années. La baisse des revenus d'enchères ainsi calculée, combinée à une compensation à percevoir sur le 1^{er} trimestre 2021 plus faible que celle perçue en 2020 (et donc un plus gros solde à percevoir sur le reste de l'année 2021), impactent mécaniquement à la hausse la prévision d'évolution du TTS au 1^{er} avril 2021.

L'anticipation sur le 2^{ème} trimestre 2021 conduit à une hausse du coût de stockage de 0,31 €/MWh pour un client distribution moyen.

La prise en compte du BFR et des mécanismes de rattrapage et anticipation conduisent au total à une baisse des coûts de stockage de 0,38 €/MWh pour un client distribution moyen (le coût unitaire passant de 2,79 à 2,41 €/MWh).

L'évolution des coûts de stockage d'Engie a un impact à la baisse de 0,8 % en moyenne sur les tarifs réglementés HT au 1^{er} juillet 2020.

3.2.4 Les coûts commerciaux

En moyenne ces dernières années, les coûts commerciaux ont représenté entre 10 et 15 % des coûts pris en compte dans les TRV. Cette part augmente mécaniquement en 2020, du fait de la chute des prix du gaz sur les marchés de gros.

L'article 4 de l'arrêté du 27 juin 2019 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'économies 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 ».

⁵ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

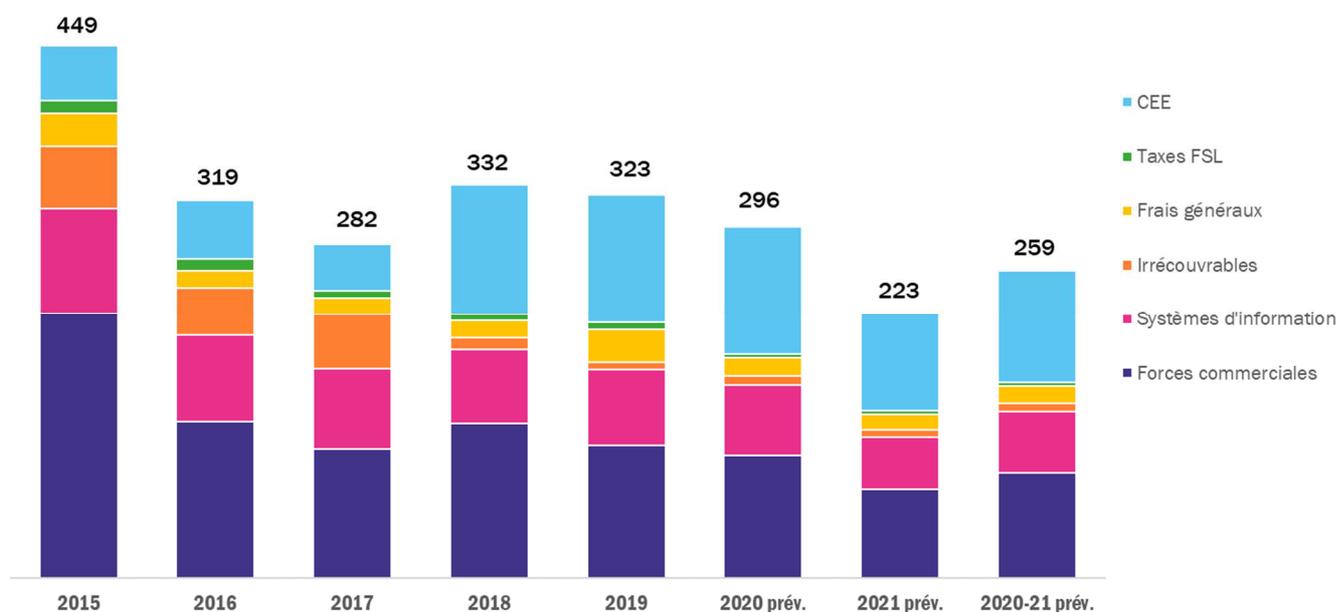
⁶ Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane

Dans le cadre des présents travaux, Engie a communiqué à la CRE ses meilleures prévisions d'évolution des coûts commerciaux pour les années 2020 et 2021. A compter du 1^{er} 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 2020 et 2021. 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 2020-2021 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

Les coûts commerciaux hors CEE réalisés en 2019 sont en légère baisse par rapport à 2018. Cette trajectoire de coûts est conforme à la prévision intégrée dans les tarifs au 1^{er} juillet 2019. Elle est déterminée par des paramètres à la baisse (baisse des volumes de vente et diminution des coûts unitaires de relation clientèle) partiellement compensés par des paramètres à la hausse (engagements de frais spécifiques relatifs aux dispositions relatives à la fin des TRVG prévue par la loi relative à l'énergie et au climat).

Par rapport à 2019, Engie prévoit une baisse significative des coûts commerciaux sur la période 2020-2021, notamment sur les postes « forces commerciales » et « système d'information ». Cette baisse est la conséquence directe de la mise en œuvre par la Direction Tarif Réglementé d'Engie de la réduction de ses coûts de gestion de clients au TRV, via notamment le transfert de ses sites vers l'activité de fourniture pour les clients en offre de marché.

La baisse des coûts commerciaux étant plus forte que la baisse des volumes vendus aux TRV, l'ensemble de ces évolutions conduisent à des coûts commerciaux unitaires baissiers dans les tarifs au 1^{er} juillet 2020.

Au vu de la baisse significative du nombre de clients TRV prévue jusqu'au 30 juin 2023, la CRE note que les coûts commerciaux unitaires ont toutefois vocation à augmenter pour les prochaines périodes tarifaires, compte tenu des surcoûts liés au redéploiement et de la nécessité de maintenir un niveau de ressources difficilement compressible.

Evolution des coûts des CEE

Les coûts unitaires d'acquisition des CEE observés sur 2019 et prévisionnels sur 2020 sont légèrement haussiers par rapport en 2018. Engie prévoit une diminution de ce coût en 2020 et 2021, liée à une baisse du coût des achats sur le marché, notamment via l'activation de contrats *forward* établis en 2018 et 2019 comportant des prix d'achat moins élevés. Les coûts d'acquisition des CEE en collecte interne restent supérieurs à ceux qu'Engie a obtenus sur le marché pour les TRV au cours des années 2020 et 2021.

L'ensemble de ces évolutions conduisent à un coût unitaire d'acquisition des CEE légèrement haussier dans les tarifs au 1^{er} juillet 2020.

Evolution des volumes de vente aux TRV

Les volumes de vente aux tarifs réglementés de vente sur la prochaine période tarifaire sont en forte baisse suivant la tendance observée ces dernières années. Cette diminution est accentuée par la mise en place des dispositions relatives à la fin des TRVG. A titre d'illustration, les volumes des ventes aux clients au tarif réglementé sont passés de 57 TWh à 49 TWh entre 2017 et 2018.

Figure 4. Evolution des volumes de vente au tarif réglementé entre 2019 et 2020-21

	2019 réalisé	2020-2021 prévisionnel	Variation
Nombre de clients (en milliers)	3 836	2 929	-24%
Consommation fournie au tarif réglementé (en TWh)	42,6	32,0	-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 diminution des coûts commerciaux et CEE unitaires à prendre en compte pour la prochaine période tarifaire.

L'impact moyen sur les tarifs réglementés de vente au 1^{er} juillet 2020 est évalué à - 1 %.

Cette évolution intègre l'augmentation du versement de la composante de gestion par le GRD à Engie, de 6,15 € à 6,80 € par client par an.

Maintien d'un niveau raisonnable de marge commerciale et perspectives

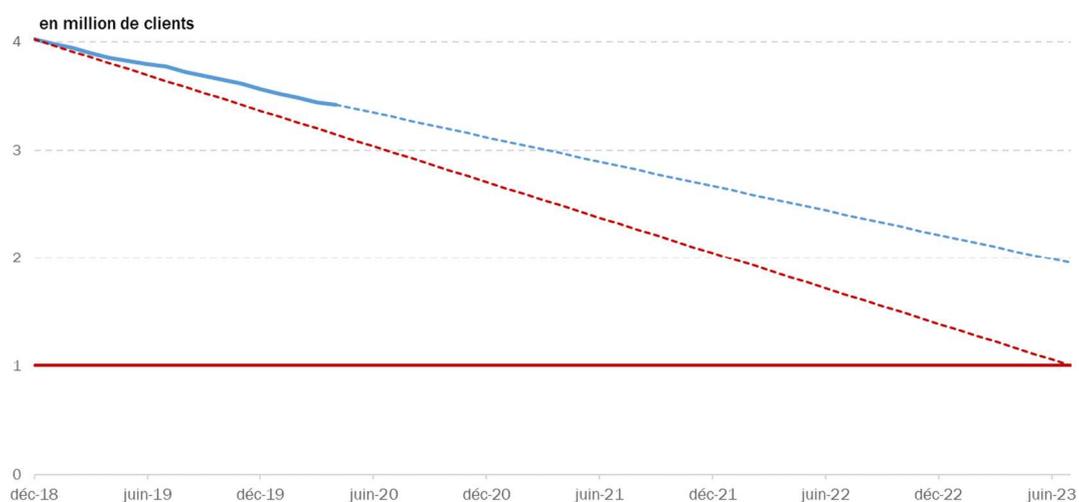
Au vu de l'écart faible constaté en 2019 (voir partie 2.3) entre les recettes issues des ventes aux clients au TRV et les coûts réellement supportés par Engie, la CRE recommande de maintenir la marge commerciale raisonnable à son niveau historique dans les TRV au 1^{er} juillet 2020.

Par ailleurs, la CRE considère qu'une augmentation de la marge commerciale intégrée dans les TRV pourrait être envisagée pour les prochaines années, compte tenu, notamment, du rythme de sortie des clients au TRV. La CRE constate que le rythme moyen de sortie des clients au TRV depuis le 31 décembre 2018 est inférieur à celui qui serait nécessaire pour que le nombre de clients au TRV au 1^{er} juillet 2023 soit cohérent avec l'objectif fixé par l'article 63 de la loi relative à l'énergie et au climat⁷. En supposant que la tendance actuelle se poursuive, il resterait, au 1^{er} juillet 2023, 1,9 million de clients domestiques au TRV, très au-dessus de l'objectif d'un million de clients.

⁷ « XIII.- Ces fournisseurs peuvent également être redevables d'une sanction pécuniaire, dans le cas où le nombre de contrats aux tarifs réglementés de vente du gaz [...], en cours d'exécution au 30 juin 2023 pour leurs clients entrant dans la catégorie mentionnée au 2° du V du présent article, est supérieur à 25 % du nombre de ces mêmes contrats en cours d'exécution au 31 décembre 2018, s'ils ont mené auprès de leurs clients des actions visant à promouvoir le maintien de ces contrats à des tarifs réglementés de vente.»



Figure 5. Trajectoire d'évolution du nombre de clients domestiques au TRV chez Engie et objectif fixé par la loi relative à l'énergie et au climat



Source : Engie – Analyse : CRE

- Nombre de clients domestiques au TRV Engie
- - - Extrapolation à partir du 1^{er} mai 2020
- Seuil cible imposé par la loi
- - - Rythme moyen nécessaire

D'autre part, la crise sanitaire du Covid-19 et le climat chaud de l'hiver 2020 ont généré des pertes financières pour les fournisseurs de gaz, y compris Engie, ce qui pourrait militer pour une augmentation de cette marge.

La CRE ne recommande pas, à ce stade, au Gouvernement de rehausser le niveau de la marge commerciale intégrée dans les TRV mais souligne que l'activation d'un tel levier devrait être analysée dans les prochaines années si le nombre de consommateurs encore au TRV reste élevé en comparaison de l'objectif fixé par la loi.

3.2.5 Synthèse de l'évolution des coûts hors approvisionnement

Au total, les évolutions des coûts hors approvisionnement ont un impact global baissier sur les TRV hors taxe au 1^{er} juillet 2020, égal à **-1,8 %**. Cet impact se décompose en :

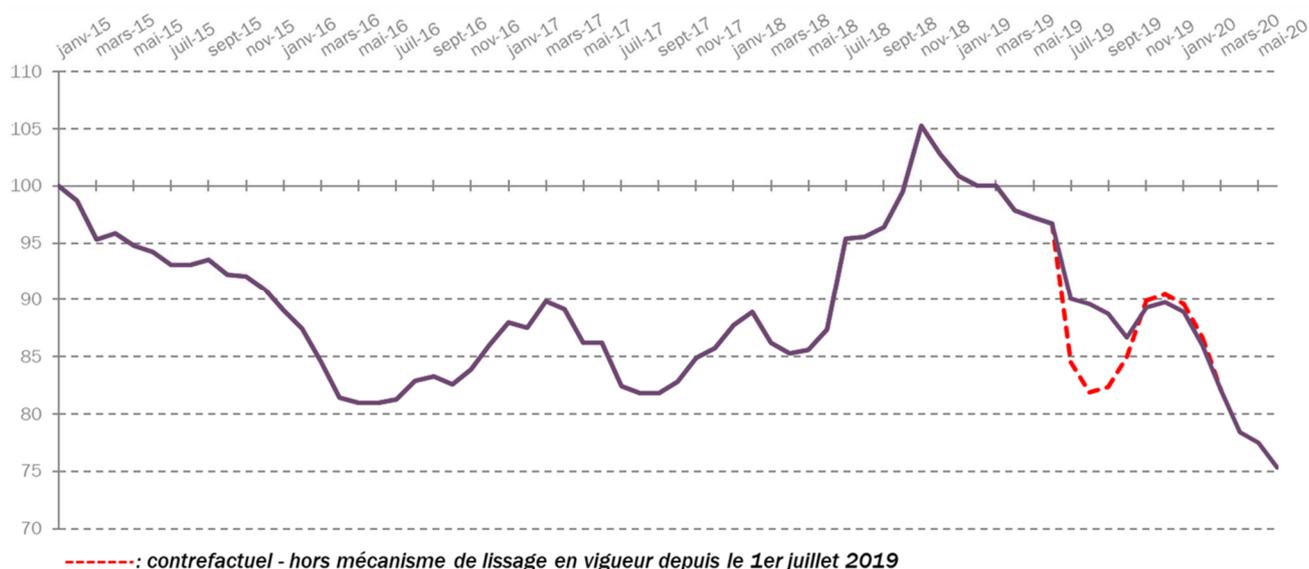
- -0,3% issu de l'évolution des coûts de distribution ;
- +0,3% issu de l'évolution des coûts de transport ;
- -0,8% issu de l'évolution des coûts de stockage ;
- -1,0% issu de l'évolution des coûts commerciaux.

4. LE MECANISME DE LISSAGE

4.1 Retour d'expérience sur le lissage réalisé entre le 1^{er} juillet 2019 et le 29 février 2020

L'arrêté du 27 juin 2019 a introduit dans la formule tarifaire 2019-2020 un terme supplémentaire, évoluant chaque mois, visant à limiter l'ampleur des hausses pendant l'hiver 2019-2020. Sur le graphique ci-dessous, la courbe rouge correspond à l'évolution des TRV sans application du mécanisme de lissage.

Figure 6. Évolution du tarif réglementé de vente de gaz moyen d'Engie, hors taxes et CTA, depuis le 1^{er} janvier 2015 (en €/MWh, base 100 en janvier 2015) jusqu'au 30 juin 2020



La CRE note que ce mécanisme n'a pas eu d'effet négatif sur le marché de détail. Les fournisseurs alternatifs ont continué à proposer des offres à prix indexé sur le prix du kWh HT du TRV, répliquant de fait le mécanisme de lissage.

Par ailleurs, ce mécanisme est construit de façon à n'avoir pas d'impact en moyenne sur la facture des consommateurs au TRV en l'absence d'écart entre les profils prévisionnels et réalisés de consommation des clients au TRV. Les données comptables de consommation réalisée n'étant pas encore connues pour les mois de janvier et février 2020, il n'est pas possible d'évaluer l'impact global qu'a eu le mécanisme de lissage sur les factures des consommateurs. Les écarts constatés dans la comptabilité dissociée d'ENGIE dus au mécanisme de lissage seront intégrés dans l'analyse que la CRE effectuera l'année prochaine (voir la partie 2.1.2).

4.2 Les perspectives d'évolution des TRV

A partir des données de prix observées mi-mai 2020, les prix de marché du gaz en France et en Europe seront vraisemblablement bas pendant l'été 2020 (moins de 7 €/MWh vu de mi-mai) et devraient remonter au quatrième trimestre (autour de 10 €/MWh). Une hausse importante des TRV à partir du quatrième trimestre 2020 est ainsi probable.

Figure 7. Evolution prévisionnelle des TRV sur la base de la nouvelle formule tarifaire proposée par la CRE (estimation faite sur la base des informations disponibles courant mai)

2020	€/MWh	% du TRV moyen
Juillet	-2,1	-4,6%
Août	+0,3	+0,7%
Septembre	+0,6	+1,7%
Octobre	+1,8	+4,0%

Les évolutions dépendront, en pratique, de l'évolution des prix de marché dans les mois à venir. Elles sont données ici uniquement à titre indicatif.

La crise sanitaire actuellement en cours a entraîné une chute des prix du gaz naturel en Europe au cours du 1^{er} semestre 2020. Ceux-ci ont atteint un point bas historique autour de 6 €/MWh, et même jusqu'à 4 €/MWh très récemment, qui augmente la probabilité d'une hausse significative sur le dernier trimestre de l'année 2020.

La mise en place d'un lissage sur la prochaine période tarifaire permettrait de limiter l'ampleur des évolutions mensuelles des TRVG. Compte tenu des anticipations présentées dans le tableau ci-dessus, ce lissage devrait prendre cette année la forme d'une annulation de la baisse au 1^{er} juillet 2020, estimée aujourd'hui à -4,6 %.

Dans l'hypothèse où les pouvoirs publics souhaiteraient lisser les évolutions tarifaires entre juillet 2020 et la fin de l'hiver 2020-21, le mécanisme devra, comme l'année dernière, assurer la bonne couverture des coûts d'approvisionnement d'Engie sur l'ensemble de la période de lissage.

La CRE recommande qu'un tel mécanisme soit mis en place.

SYNTHESE ET RECOMMANDATIONS DE LA CRE

Conformément au cadre législatif en vigueur, la CRE a renouvelé son analyse détaillée des coûts d’Engie en 2020. 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 2019

La CRE constate que l’écart en 2019 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) sont faibles.

- Sur l’évolution des coûts hors approvisionnement

La CRE constate que :

- les coûts d’utilisation des infrastructures supportés par Engie évoluent à la baisse ;
- les coûts commerciaux sont également en baisse.

Figure 8. Tableau d’évolution des coûts hors approvisionnement au 1^{er} juillet 2020

% d’impact sur les tarifs réglementés de vente d’Engie au 1^{er} juillet 2020 HT	
Coûts de distribution	-0,3 %
Coûts de transport	+0,3 %
Coûts des stockages	-0,8 %
Coûts commerciaux :	
Dont coûts commerciaux hors CEE	-1,1 %
Dont coûts des CEE	+0,1%
Total coûts hors approvisionnement	- 1,8 %

- Sur l’évolution de la formule tarifaire

Sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2020, 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 et en introduisant un nouvel indice « PEG trimestriel ».

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^{er} juillet 2020 ne peut pas être calculée à ce stade. Sur la base des données disponibles au 18 mai 2020, 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 -2,9 % au 1^{er} juillet 2020.

- Sur les évolutions tarifaires prévisionnelles d’ici la fin de l’année 2020

Les prix de marché actuels laissent anticiper de fortes hausses des tarifs réglementés de vente jusqu’à la fin de l’année 2020 après la forte baisse du 1^{er} juillet 2020. Si le Gouvernement souhaite restreindre l’ampleur de ces évolutions, un mécanisme de lissage similaire à celui de l’année dernière pourrait être mis en place. La CRE recommande pour ce lissage l’ajout d’un terme fixe pendant les mois d’été, compensé par un terme fixe négatif pendant l’automne et l’hiver 2020-2021.

Ce mécanisme devra assurer la bonne couverture des coûts d’approvisionnement d’Engie sur l’ensemble de la période de lissage.



28 mai 2020

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et sera transmise à la ministre de la transition écologique et solidaire et au ministre de l'économie et des finances.

Délibéré à Paris, le 28 mai 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO