



DELIBERATION N° 2021-155

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 mai 2021 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, 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 (TRV) de gaz naturel des fournisseurs historiques, pour toutes les catégories de consommateurs, en plusieurs étapes :

- les clients professionnels ne peuvent plus bénéficier des TRV depuis 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 TRV 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 TRV de gaz 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 26 juin 2020 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fournis par Engie a fixé les TRV ainsi que la formule permettant d'estimer l'évolution de ses coûts d'approvisionnement entre le 1^{er} juillet 2020 et le 30 juin 2021.

Conformément au code de l'énergie, la CRE a renouvelé son analyse détaillée des coûts des fournisseurs historiques de gaz naturel en 2021. La CRE a notamment examiné l'ensemble des coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement réalisés sur l'année 2020 et prévisionnels sur la période tarifaire allant du 1^{er} juillet 2021 au 30 juin 2022.

Par la présente délibération, la CRE présente les résultats de ses travaux propres à Engie. Il appartiendra ensuite au gouvernement de proposer un projet d'arrêté sur les TRV d'Engie sur lequel la CRE rendra son avis.

2. ANALYSE DES COÛTS ET DES RECETTES D'ENGIE SUR L'ANNEE 2020 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 naturel 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 2020, 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 dédiée exclusivement son activité à la gestion de la clientèle au TRV.

Engie a transmis à la CRE, le 2 avril 2021, ses comptes dissociés relatifs à l'exercice 2020. 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.

2.2 Bilan de l'analyse des écarts sur 2020

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 au TRV en 2020.

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 TRV en vigueur au 1^{er} juillet 2020, les coûts commerciaux tiennent compte d'une diminution prévisionnelle des coûts commerciaux à compter du premier semestre 2021. Comptablement, sur le deuxième semestre 2020, les TRV en vigueur font apparaître un surcroît de marge, compensée par une réduction de marge au premier semestre 2021. Puisque la comptabilité dissociée n'intègre que les coûts constatés en 2020, il est légitime de retraiter le résultat comptable de cet effet. Lors de l'analyse des coûts constatés sur l'année 2021, la CRE retraitera le surcroît de marge observé au titre de cet effet.

Enfin, l'arrêté du 26 juin 2020 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 2020 jusqu'au 28 février 2021. L'arrêté fixe les valeurs que prend ce terme supplémentaire chaque mois.

Les données de l'exercice comptable 2020 ne sont pas suffisantes pour évaluer les écarts relatifs au mécanisme de lissage dans son ensemble puisqu'il s'étend jusqu'au 28 février 2021. L'écart généré par le mécanisme de lissage sera analysé lors de l'exercice tarifaire de l'année prochaine.

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 2020, marge commerciale incluse, est de l'ordre de -0,6 % 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 2020, et n'appelle pas de compensation a posteriori.

3. LES PERSPECTIVES D'EVOLUTION DES COÛTS D'ENGIE SUR LA PERIODE TARIFAIRE ALLANT DU 1^{ER} JUILLET 2021 AU 30 JUIN 2022

3.1 Les perspectives d'évolution des coûts d'approvisionnement

3.1.1 Rappel de la formule en vigueur pour la période juillet 2020 - juin 2021

L'arrêté du 26 juin 2020 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 ») ;
- du prix coté au PEG en France du contrat futur trimestriel 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 QA+1 ») ;

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

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

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 98,9 % de volumes indexés pour partie ou en totalité sur les prix de marché ;
- de 1,1 % de volumes dont le prix est fixe.

L'article 2 de l'arrêté du 26 juin 2020 introduit dans la formule tarifaire un terme supplémentaire visant à lisser l'évolution mensuelle des TRV du 1^{er} juillet 2020 jusqu'à 28 février 2021. L'arrêté fixe les valeurs que prend ce terme supplémentaire chaque mois, comme 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 2020 et le 28 février 2021

Mois	Valeur du terme supplémentaire en c€/kWh
Juil-2020	+ 0,22
Août-2020	+ 0,25
Sept-2020	+ 0,24
Oct-2020	+ 0,15
Nov-2020	- 0,04
Déc-2020	- 0,03
Janv-2021	- 0,03
Fév-2021	- 0,03

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 ses 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 2021, ou entrant en vigueur au cours de la période allant du 1^{er} juillet 2021 au 30 juin 2022.

La CRE n'observe pas d'évolutions majeures du portefeuille de contrats d'achat de gaz naturel d'Engie. Les révisions de prix prévisionnelles pour la période juillet 2021-2022 incitent à une indexation légèrement plus forte sur les indices de prix PEG, au détriment des indices TTF (bourse hollandaise du gaz naturel).

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 2021 relatives aux coûts prévisionnels d'Engie, la CRE recommande d'augmenter le niveau de l'indexation aux indices de prix PEG.

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) est en légère augmentation, passant de 98,9% à 99,0%.

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

$$\Delta m = \Delta(\text{TTF QA}+1)\text{€/MWh} * 0,03784 + \Delta(\text{TTF MA}+2)\text{€/MWh} * 0,23951 + \Delta(\text{TTF YA})\text{€/MWh} * 0,07516 + \Delta(\text{PEG MA}+2)\text{€/MWh} * 0,57671 + \Delta(\text{PEG QA}+1)\text{€/MWh} * 0,06074$$

Les indices sont définis à la partie 3.2.1.

3.2 Les perspectives d'évolutions des coûts hors approvisionnement 2021-2022

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** : hausse moyenne de 0,05 €/MWh (le coût moyen de la distribution passe de 19,41 à 19,46 €/MWh soit + 0,3 %), soit un **effet à la hausse de 0,09 %** en moyenne sur les TRV HT au 1^{er} juillet 2021 :
 - une hausse moyenne des grilles tarifaires hors terme R_r de 0,70 % ;
 - une augmentation de 0,24 € par client et par an du terme R_r à compter du 1^{er} juillet 2021 pour les options tarifaires T1 et T2 ;
- **Transport** : hausse de 0,02 €/MWh en moyenne pour l'ensemble des clients au TRV (le coût moyen du transport passe de 5,23 à 5,24 €/MWh, soit +0,3 %), soit un **effet à la hausse de 0,03 %** en moyenne sur les TRV HT au 1^{er} juillet 2021 :
 - cette hausse est notamment déterminée par plusieurs effets :
 - la légère hausse des souscriptions d'Engie pour des capacités d'entrée sur le réseau de transport et la diminution des échanges au PEG et des activités de transit ;
 - la diminution des remboursements de capacité d'entrée perçus par Engie ;
 - l'anticipation de l'évolution au 1^{er} avril 2022 des termes tarifaires de transport, intégrant une hausse de l'inflation et de moindres recettes pour les opérateurs en période de crise sanitaire ;
 - elle est pour partie compensée par l'entrée en vigueur au 1^{er} avril 2021 de la première mise à jour annuelle du tarif ATRT7, révisant globalement à la baisse les trajectoires d'évolution prévues pour les termes tarifaires du réseau de transport (-1,23 % sur le réseau principal, -1,58 % sur le réseau régional de GRTgaz et +1,26 % sur le réseau régional de Teréga).
- **Stockage / Modulation** : augmentation de 0,22 €/MWh en moyenne pour l'ensemble des clients au TRV (le coût du stockage passe de 2,41 à 2,63 €/MWh, soit +8,9 %), soit un **effet à la hausse de 0,38 %** en moyenne sur les TRV HT au 1^{er} juillet 2021 :
 - cette évolution est principalement liée à la hausse du terme tarifaire de stockage (TTS) au 1^{er} avril 2021, de 78,63 €/MWh/j/an à 185,11€/MWh/j/an, partiellement compensée par la baisse du prix des enchères de stockage pour 2021-2022 ;
 - le coût en BFR du gaz stocké augmente également, sous l'effet de la hausse des prix du gaz observée sur les marchés de gros depuis plusieurs mois.

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.

3.2.1 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 des grilles tarifaires de référence pour lisser les évolutions de structure sur la période ATRD6. 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 29 avril 2021, 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 8,04 € par an du 1^{er} juillet 2021 au 30 juin 2022 (contre 7,80 € par an jusqu'au 30 juin 2021).

L'évolution des coûts de distribution d'Engie a un impact à la hausse de 0,09 % en moyenne sur les TRV hors taxe au 1^{er} juillet 2021.

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 *pro rata* de leur consommation, mesurée par leur CAR au 1^{er} avril 2021.

Evolution des coûts de transport

La première mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT7, est entrée en vigueur au 1^{er} avril 2021². L'évolution des termes tarifaires qui en résulte entraîne une baisse moyenne de -1,7 % des coûts de transport pour les clients aux tarifs réglementés.

La hausse des souscriptions d'Engie pour des capacités d'entrée sur le réseau français aux points d'interconnexion (PIR), pour partie atténuée par la baisse des achats directement au PEG par Engie, entraîne une hausse du coût de transport affecté aux tarifs réglementés d'environ +1,0%.

La diminution des remboursements perçus pour des capacités d'entrée, liée à des révisions contractuelles, entraîne une hausse du coût de transport affecté aux tarifs réglementés d'environ + 0,8 %.

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2021

La mise à jour au 1^{er} avril 2021 des coefficients A et Zi, revus pour certains à la baisse, induit une diminution des coûts de transport d'environ -0.1%.

La localisation géographique des points de livraison au sein du portefeuille client 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 baisse moyenne des coûts de transport d'environ -0,06 %.

Ainsi, au total, les évolutions des coûts de transport entraînent, pour les clients aux tarifs réglementés, une baisse moyenne de - 0,01 €/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



En cohérence avec les trajectoires d'évolutions tarifaires prévues dans le cadre du tarif ATRT7³, l'évolution des termes tarifaires du réseau de transport au 1^{er} avril 2021 anticipée lors du précédent exercice d'analyse des coûts d'approvisionnement d'Engie était de +1,4 % pour GRTgaz et de +0,7 % pour Teréga

La première mise à jour annuelle du tarif ATRT7⁴, entrée en vigueur au 1^{er} avril 2021, a établi des trajectoires d'évolutions tarifaires différentes de celles qui avaient été anticipées. En conséquence l'évolution du tarif de transport au 1^{er} avril 2021 doit par construction faire l'objet d'un rattrapage, calculé comme l'écart entre l'anticipation de l'exercice précédent et les coûts réalisés après application de la mise à jour du tarif ATRT7. Cet écart se chiffre à -0,01 €/MWh en moyenne pour les clients aux tarifs réglementés.

S'agissant de l'anticipation du niveau des termes tarifaires de transport au 1^{er} avril 2022, l'hypothèse d'évolution est fondée sur les prévisions actuelles d'inflation pour 2022, en hausse, et sur la diminution des recettes perçues par les opérateurs de réseaux dans le contexte actuel de crise sanitaire. L'anticipation ainsi calculée a un impact à la hausse de +0,03 €/MWh sur les tarifs réglementés.

L'évolution moyenne des coûts de transport pour l'ensemble des TRV est de - 0,01 €/MWh, avant intégration de l'anticipation et du rattrapage. En intégrant le rattrapage et l'anticipation, l'évolution réelle est de +0,02 €/MWh en moyenne.

L'évolution des coûts de transport d'Engie a un impact à la hausse de 0,03 % en moyenne sur les TRV 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.

³ 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

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2021

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

Pour 2021-2022, ENGIE prend en compte les coûts de réservation de capacités dans les stockages français, issus des enchères qui ont eu lieu entre juin 2020 et février 2021. Ces capacités seront remplies d'avril à octobre 2021, puis vidées pendant l'hiver gazier de novembre 2021 à mars 2022.

Le volume de stockage est calculé pour couvrir la majeure partie de la modulation des clients d'ENGIE. Une partie de la modulation des clients sur le réseau de distribution est cependant couverte par des apports complémentaires, obtenus par d'autres moyens que les stockages (échanges au PEG, contrats...). Cette couverture complémentaire n'est pas valorisée dans les coûts de stockage mais dans les coûts de transport affectés aux clients aux tarifs réglementés.

Les coûts liés à la souscription de capacités de stockage sont imputés en fonction du débit de modulation hivernale des clients aux TRV.

Pour l'année 2021-2022, les prix d'adjudication des enchères de capacités sont moins élevés que ceux observés sur l'année précédente. Le coût total des enchères de stockage d'Engie a ainsi nettement évolué à la baisse. Ceci a un impact à la baisse sur le coût de stockage pour les tarifs réglementés : la part due aux souscriptions passe de 1,40 à 0,70 €/MWh, soit une baisse de 0,70 €/MWh.

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

Dans sa délibération du 22 mars 2018⁵, 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 interruptibles. Par délibération du 4 mars 2021⁶, la CRE a fixé ce terme à 185,11 €/MWh/j/an, à partir du 1^{er} avril 2021.

Le terme tarifaire est en augmentation par rapport à celui de l'année précédente (185,11 €/MWh/j/an contre 78,63 €/MWh/j/an), ce qui a un impact à la hausse sur le coût de stockage des tarifs réglementés : la part due au TTS passe de 0,75 à 1,77 €/MWh, soit une hausse de 1,02 €/MWh.

La baisse des coûts liés à la souscription d'Engie aux enchères des capacités est donc plus que compensée par la hausse des coûts dus au TTS. Cette différence s'explique par le fait que les coûts d'enchères sont répercutés sur une modulation hivernale plus faible afin de tenir compte des apports complémentaires de couverture hivernale. Ainsi, là où le terme tarifaire stockage capte intégralement l'effet des variations des revenus d'enchères, une partie de la modulation hivernale des clients aux tarifs réglementés y reste insensible.

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 2021-2022 est en hausse moyenne de 0,14 €/MWh (il passe de 0,09 à 0,23 €/MWh) par rapport au BFR 2020-2021 pour un client au tarif réglementé, principalement du fait de la hausse des prix du gaz observée sur les marchés de gros depuis plusieurs mois.

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 2021 pour les TRV 2020-2021 : la baisse des coûts d'enchères observée cette année ainsi que la hausse du terme tarifaire de compensation stockage.

De plus on observe également un rattrapage à la hausse sur les coûts du BFR, liée à des prix du marché du gaz plus haut qu'anticipé.

Au global le rattrapage sur le 2^{ème} trimestre 2021 conduit à une hausse du coût de stockage de 0,11 €/MWh pour un client distribution moyen.

Pour la période du 1^{er} avril 2022 au 1^{er} juillet 2022, l'hypothèse d'évolution du terme tarifaire stockage est de -44,5 %. Cette prévision se base sur une assiette de compensation constante par rapport à cette année, un revenu autorisé des opérateurs de stockage au 1^{er} avril 2022 calculé à partir du revenu autorisé prévisionnel prévu par la délibération ATS2 retraité de l'inflation et prenant en compte les mécanismes d'apurement du CRCP, et des revenus d'enchères calculés comme la moyenne des revenus perçus ces deux dernières années. La hausse des revenus d'enchères ainsi calculée, combinée à une compensation à percevoir sur le 1^{er} trimestre 2022 plus élevée que celle perçue en 2021 (et donc un moindre solde à percevoir sur le reste de l'année 2022), a mécaniquement un impact à la baisse sur la prévision d'évolution du TTS au 1^{er} avril 2022.

⁵ 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

⁶ Délibération de la CRE du 4 mars 2021 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 2021

L'anticipation sur le 2^{ème} trimestre 2022 conduit à une baisse du coût de stockage de - 0,20 €/MWh en moyenne pour un client au tarif réglementé.

La prise en compte du BFR et des mécanismes de rattrapage et anticipation conduisent au total à une hausse des coûts de stockage de 0,22 €/MWh pour un client distribution moyen (le coût unitaire passant de 2,41 à 2,63 €/MWh).

L'évolution des coûts de stockage d'Engie a un impact à la hausse de 0,38 % en moyenne sur les TRV 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.

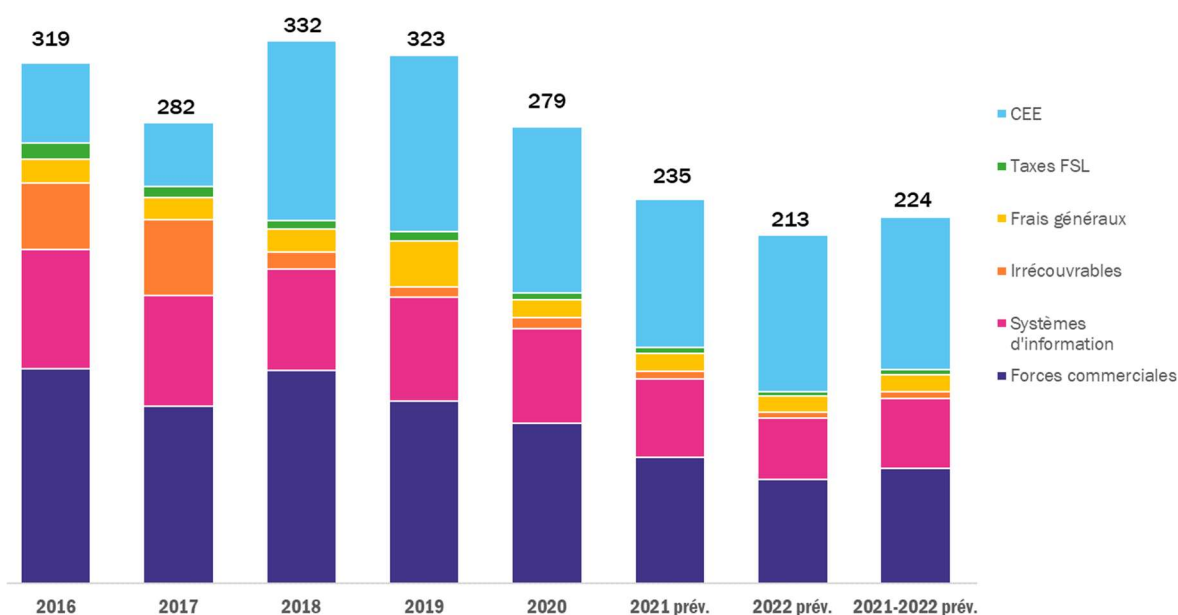
L'article 4 de l'arrêté du 26 juin 2020 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni par Engie précise que les coûts commerciaux « se composent des coûts de gestion de la clientèle, de gestion de l'approvisionnement et de gestion de l'accès aux infrastructures, des coûts des certificats 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 ».

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 aux tarifs réglementés 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 2021 et 2022. 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 2. Evolution des coûts commerciaux réalisés depuis 2015 et prévisionnels 2021-2022 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 2020 (en €) sont significativement plus faibles que les montants prévus initialement. Cet écart est notamment la conséquence de la crise sanitaire du Covid-19 qui a induit des moindres coûts sur la plupart des postes. De surcroît, le nombre de clients ayant quitté les TRV en 2020 a été moins important que les hypothèses prévisionnelles retenues de 170 000 clients. Les coûts commerciaux unitaires (en €/MWh) ont ainsi fortement diminué en 2020.

Par rapport à 2020, Engie prévoit une baisse significative des coûts commerciaux sur la période 2021-2022 :

- En 2021, les coûts de relation clientèle (en €) restent globalement stables en 2021, les effets de la crise sanitaire se faisant toujours ressentir. Engie prévoit une décroissance importante du nombre de consommateurs au TRV en 2021 (- 640 000 clients au TRV en 2021). Ainsi, les coûts commerciaux unitaires (en €/MWh) hors CEE 2021 baissent fortement ;
- En 2022, l'ensemble des postes de coûts hors CEE (en €) sont en baisse. Engie prévoit une accélération de la décroissance du nombre de consommateurs au TRV (-720 000 clients au TRV en 2022). Certains postes de coûts comme les « Systèmes d'information » et les « Frais généraux », sont cependant peu sensibles à la décroissance du nombre de clients. Engie voit ainsi une augmentation de ces coûts unitaires (en €/MWh) en 2022.

En moyenne sur la période 2021-2022, les coûts commerciaux hors CEE unitaires (en €/MWh) dans les TRV sont en légère diminution.

Evolution des coûts des CEE

Les coûts CEE (en €/MWh) observés sur 2020 sont légèrement haussiers par rapport à 2019 puis se stabilisent en 2021.

En 2022, Engie prévoit une forte augmentation des volumes d'obligation CEE, induite par l'entrée en vigueur de la 5^e période CEE (2022-2025). Dans l'attente de la publication du décret définissant les niveaux d'obligations par énergie, ces prévisions se fondent sur les dernières communications du MTE :

- une hausse de 52 % de l'obligation CEE classique pour les consommateurs résidentiels de gaz naturel ;
- une hausse de 88 % de l'obligation CEE précarité pour les consommateurs résidentiels de gaz naturel.

Par ailleurs, Engie prévoit que le stock de CEE qu'il constituera fin 2021 lui permettra de répondre presque entièrement à son obligation CEE jusqu'à la fin des TRV, au 30 juin 2023, ce qui insensibilise le coût d'acquisition des CEE (en €/MWh_{cumac}⁷) d'un tel stock aux éventuelles hausses du prix sur le marché des CEE.

Enfin, Engie a indiqué qu'un volume significatif de CEE collecté en propre, adossés à des opérations « Coup de pouce », ne sera jamais délivré par le PNCEE (non-conformité et remises en conformité qui ont dépassé les délais imposés par le PNCEE). Cet aléa impacte à la hausse le coût d'acquisition des CEE (en €/MWh_{cumac}) en 2021.

L'évolution du coût CEE dans les TRV au 1^{er} juillet 2021 est donc essentiellement due à un effet volume, via la hausse des coefficients d'obligation CEE classique et précarité au 1^{er} janvier 2022. L'ensemble de ces évolutions conduisent à un coût CEE (en €/MWh) haussier dans les tarifs au 1^{er} juillet 2021.

Les effets conjugués de la baisse des volumes de vente aux TRV, 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'impact moyen sur les TRV HT au 1^{er} juillet 2021 est évalué à +1,77 % :

- dont -0,55 % au titre de l'évolution des coûts commerciaux hors CEE ;
- dont +2,32 % au titre de l'évolution des coûts CEE.

Cette évolution intègre l'augmentation du versement de la composante de gestion par le GRD à Engie.

⁷ « Cumac » signifie cumulé et actualisé.

Evolution des volumes de vente aux TRV

Les volumes prévisionnels de vente aux TRV sur la prochaine période tarifaire sont en forte baisse suivant la tendance observée ces dernières années.

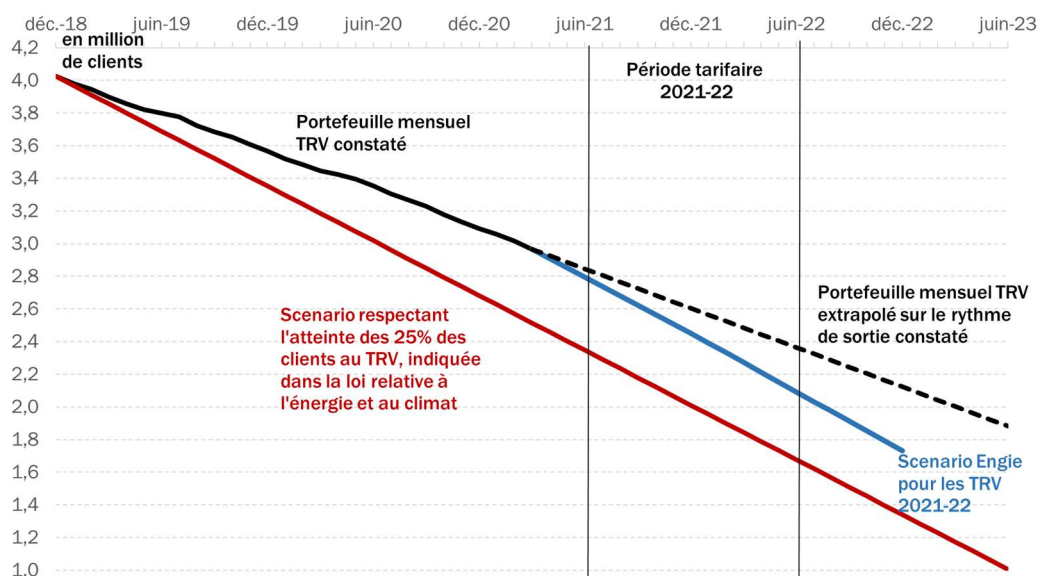
Figure 5. Evolution des volumes de vente au tarif réglementé entre 2020 et 2021-22

	2020 réalisé	2021-2022 prévisionnel	Variation
Nombre de clients (en milliers)	3 351	2 425	-28 %
Consommation fournie au tarif réglementé (en TWh)	37,0	26,1	-29 %

Source : données corrigées des aléas climatiques, prévisions Engie

Les prévisions d'évolution du portefeuille d'Engie des clients au TRV en 2021-22 s'appuient sur une hausse de rythme de sortie qui permet de se rapprocher de la cible des 25% de clients au TRV au 30 juin 2023. La figure suivante illustre la trajectoire prévue par Engie, et la compare au rythme de sortie constaté depuis novembre 2019 et à celui nécessaire pour atteindre le seuil de 25 % des clients au TRV en décembre 2018.

Figure 6. Évolutions du nombre de clients domestiques restant au TRV, depuis décembre 2018 et suivant différents scenarii



Maintien d'un niveau raisonnable de marge commerciale et perspectives

Au vu de l'écart faible constaté en 2020 (voir partie 2.2) 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 2021.

3.2.5 Synthèse de l'évolution des coûts hors approvisionnement

Au total, les évolutions des coûts hors approvisionnement ont un impact global haussier sur les TRV hors taxe au 1^{er} juillet 2021, égal à **+2,15 %**. Cet impact se décompose en :

- +0,09 % issu de l'évolution des coûts de distribution ;
- +0,03 % issu de l'évolution des coûts de transport ;
- +0,38 % issu de l'évolution des coûts de stockage ;
- -0,55 % issu de l'évolution des coûts commerciaux hors CEE ;
- +2,32 % issu de l'évolution des coûts CEE ;
- -0,11 % issu d'un effet résiduel, de recalage de la marge à son niveau historique.

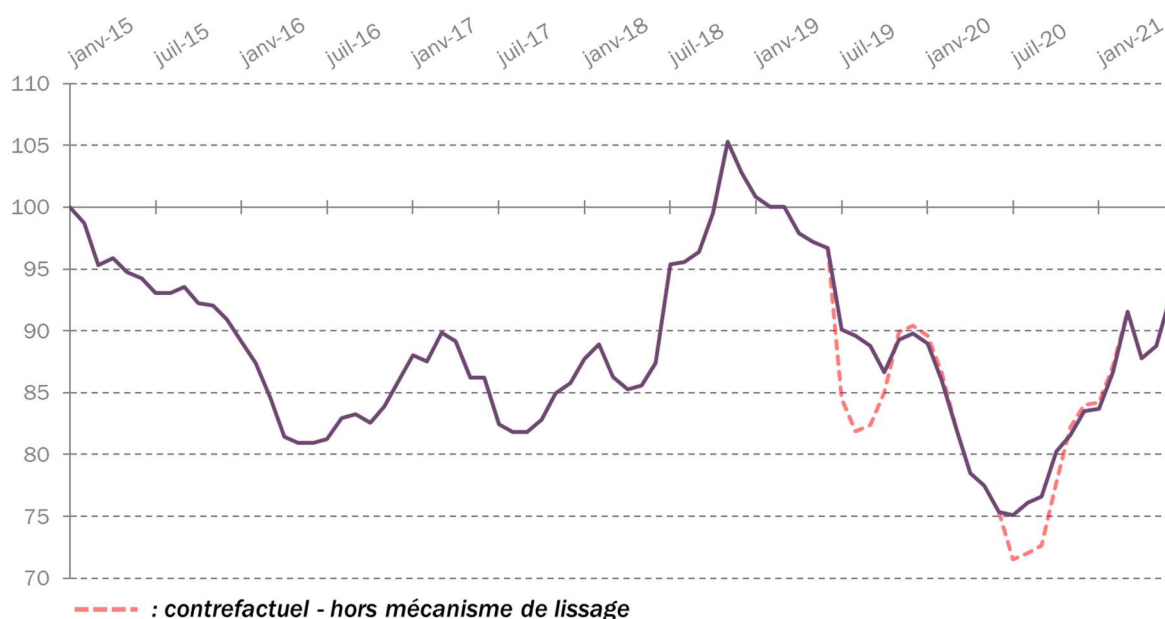


4. LA CRE NE RENOUVELLE PAS SA RECOMMANDATION DE METTRE EN PLACE UN DISPOSITIF DE LISSAGE DES TRV D'ENGIE

4.1 Retour d'expérience

Les arrêtés du 27 juin 2019 et du 26 juin 2020 ont introduit dans les formules tarifaires respectives des périodes 2019-2020 et 2020-2021 un terme supplémentaire, évoluant chaque mois, visant à limiter l'ampleur des hausses pendant les périodes hivernales. Sur le graphique ci-dessous, la courbe en rouge correspond à l'évolution des TRV sans application du mécanisme de lissage.

Figure 7. 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 2021



La CRE note que ce mécanisme a atteint son objectif en limitant l'amplitude des mouvements successifs de baisse et de hausse mensuelles. Il n'a pas eu d'effet négatif sur le marché de détail. Les fournisseurs alternatifs ont continué de 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 ne pas avoir d'impact « en moyenne » sur la facture des consommateurs aux TRV en l'absence d'écart entre les profils prévisionnels et réalisés de consommation des clients au TRV.

Les données comptables 2019 et 2020 permettent de mettre en évidence une faible marge de + 0,07 M€ réalisée par Engie (soit €/MWh), au titre du mécanisme de lissage juillet 2019 à février 2020.

4.2 Les perspectives d'évolution des TRV

A partir des données de prix observées mi-mai 2021, les prix de marché du gaz en France et en Europe sont fortement haussiers, avec un pic au mois de juillet (aux alentours de 25 €/MWh vu de mi-mai) et devraient continuer à augmenter plus légèrement jusqu'à décembre 2021 au quatrième trimestre.

Figure 8. Evolution prévisionnelle des coûts d'approvisionnement des TRV sur la base de la nouvelle formule tarifaire proposée par la CRE (estimation faite sur la base des informations disponibles courant mai)

2021	€/MWh	% du TRV moyen
Juillet	+4,18	+7,4 %
Août	-0,40	-0,6 %
Septembre	-	-
Octobre	+0,60	+1,0 %
Novembre	+0,40	+0,6 %

Décembre	+0,30	+0,5 %
----------	-------	--------

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 mise en place d'un lissage identique à celui mis en place ces dernières années sur la prochaine période tarifaire ne semble pas opportune. En effet, celui-ci avait vocation à limiter les hausses de prix hivernales en contrepartie de prix estivaux plus élevés. Les prix du gaz étant déjà fortement haussiers sur les mois d'été 2021, un tel mécanisme aurait pour effet de les accentuer.

Un mécanisme inversé pourrait cependant être envisagé dans lequel la hausse estivale serait limitée en contrepartie de plus forte hausse durant l'hiver.

Au vu d'un contexte de marché haussier, la CRE ne recommande pas 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 2021. 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 2020 d'Engie

La CRE constate que l'écart en 2020 entre les recettes issues des ventes aux clients aux tarifs réglementés de vente (TRV) et les coûts réellement supportés par l'opérateur (incluant la marge commerciale) est faible.

- Sur l'évolution des coûts hors approvisionnement d'Engie

La CRE constate que :

- les coûts d'utilisation des infrastructures supportés par Engie sont en légère hausse ;
- les coûts commerciaux sont également en hausse, du fait des CEE.

Figure 9. Tableau d'évolution des coûts hors approvisionnement au 1^{er} juillet 2021

% d'impact moyen sur les TRV d'Engie au 1^{er} juillet 2021 hors taxes	
Coûts de distribution	+0,09 %
Coûts de transport	+0,03 %
Coûts des stockages	+0,38 %
Coûts commerciaux :	
Dont coûts commerciaux hors CEE	-0,55 %
Dont coûts des CEE	+2,32%
Recalage de marge à son niveau historique	-0,11%
Total coûts hors approvisionnement	+ 2,15 %

- Sur l'évolution de la formule tarifaire d'Engie et des perspectives jusqu'à la fin de l'année 2021

Sur la base des informations disponibles au début du mois de mai 2021, en raison de la révision de prix de certains contrats de long terme d'Engie, la CRE recommande de faire légèrement évoluer la formule tarifaire en accordant une pondération plus forte à la référence de prix de marché PEG.

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 2021 ne peut pas être calculée à ce stade. Sur la base des données disponibles au 24 mai 2021, et compte-tenu de la hausse des prix constatée sur les marchés de gros du gaz, l'évolution des coûts d'approvisionnement pourrait induire une hausse additionnelle des TRV de l'ordre de 7,4 % au 1^{er} juillet 2021.

A partir des données de prix observées mi-mai 2021, les prix de marché du gaz en France et en Europe sont fortement haussiers, avec un pic au mois de juillet (aux alentours de 25 €/MWh vu de mi-mai) et devraient continuer à augmenter plus légèrement jusqu'à décembre 2021 au quatrième trimestre. Au vu d'un contexte de marché haussier dès l'été 2021, la CRE ne recommande pas qu'un tel mécanisme soit mis en place.

Si le Gouvernement souhaite restreindre l'ampleur de la hausse au 1^{er} juillet 2021, ce mécanisme devra assurer la bonne couverture des coûts d'approvisionnement d'Engie sur l'ensemble de la période de lissage.

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

Délibéré à Paris, le 27 mai 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO