

Consultation CRE
N°2024-10
Evolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité
Réponse ENGIE

Question 1

Avez-vous des remarques sur la méthode de calcul « d'empilement par option cible » envisagée par la CRE ?

La CRE propose d'établir une méthode d'empilement sur « option cible » à partir de laquelle seraient définies les grilles tarifaires des options Base et HPHC. Pour les besoins de ce calcul, tous les consommateurs des options Base et HPHC du tarif Bleu résidentiel seraient regroupés au sein d'une unique « option cible » et leurs courbes de charge agrégées sur deux postes. Le calcul de l'option cible serait mis à jour tous les ans.

Réponse ENGIE :

ENGIE confirme sa position fixée depuis 2021 : il est important que les consommateurs résidentiels soient motivés par des offres tarifaires incitatives. Au demeurant, 4 **conditions** doivent être considérées avant d'entreprendre des modifications sur les HP-HC :

1. **Limiter les évolutions du TRVE au strict minimum afin de favoriser les innovations tarifaires structurantes aux offres de marché**, au risque, sinon, de renforcer le monopole d'EDF sur les TRVE, tout en permettant à l'acteur historique de développer, lui aussi des offres de marché concurrentes et plus adaptées que le TRVE.
2. Respecter le principe d'empilement des coûts à la maille de l'option tarifaire pour **s'assurer que les évolutions sur les HP-HC du TRVE soient répliquables en OM, ainsi que sur les offres associées telles que Tempo**. En l'occurrence, pour Tempo, cela semble quasi impossible, même pour EDF avec son offre Zen Week-end option Flex moins compétitive. La construction actuelle du TRVE vise à respecter une répliquabilité et rentabilité "globale" (sur la base de la répartition du portefeuille TRVE entre les différentes options tarifaires) mais ne permet pas de respecter cette même répliquabilité et rentabilité à la maille de chaque option (Base, HP-HC, Tempo). Cette distorsion des prix de chaque option (par rapport aux coûts associés) nuit au développement par les fournisseurs alternatifs des options HP-HC ou de nouvelles offres innovantes mettant en avant la flexibilité. Il nous paraît donc nécessaire que la couverture des coûts soit effective et la rémunération normale soit de même niveau sur chaque option tarifaire, ce qui revient à respecter le principe d'empilement des coûts à la maille de chaque option tarifaire, Base et HP-HC et non en moyenne au périmètre de "l'option cible".
3. **Réaliser une réingénierie de la structure tarifaire HP-HC afin d'améliorer l'attractivité de cette option tarifaire tout en respectant le principe d'empilement des coûts à la maille de l'option tarifaire (cf. point précédent) :**
 - **Agrandir l'écart de prix HP-HC**. L'attractivité de l'option HP-HC est notamment obtenue aujourd'hui par une réduction forte de l'écart de prix entre les deux cadrans

(par rapport à l'écart de l'empilement des coûts par cadran), quelle que soit la méthodologie utilisée (homothétie, option cible, ratio d'équilibre cible). Cette déformation appliquée par la CRE (écart par rapport à l'empilement strict des coûts) pourrait être modérée afin d'améliorer l'attractivité de l'option et pousser les consommateurs à décaler d'avantage leur consommation sur les HC.

- Intervenir sur le tarif d'acheminement en **baissant les coûts d'acheminement liés à l'option HP-HC**. Cette baisse pouvant être ensuite compensée par une hausse des tarifs liés à l'option Base de façon à rééquilibrer les marges tout en maintenant un écart de prix moyen favorable à l'option HP/HC et en gardant le principe de couverture des coûts du gestionnaire de réseau.

4. **Réaliser des modifications sur le TRVE, ne pas doit passer par une extinction**, celle-ci entraînant un risque de rétention contraire à l'objectif : une évolution à partir d'une date fixe doit être préférée.

Dans le détail et pour apporter des précisions à la proposition de la CRE :

ENGIE attire l'attention du régulateur sur les risques élevés de marges négatives sur certaines options tarifaires du TRVE, en particulier l'option HP-HC et l'option TEMPO.

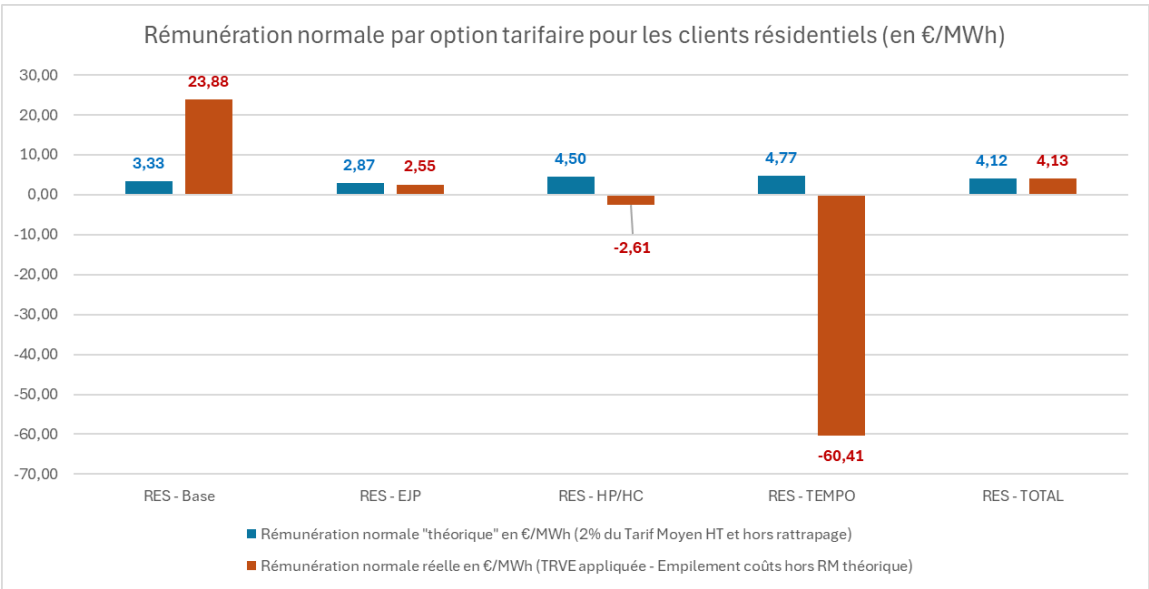
Premier constat : la méthode de la CRE aboutit à baisser artificiellement le prix d'approvisionnement de l'option HP-HC au détriment de l'option Base. Si l'équilibre financier est assuré à l'échelle globale du TRVE (en pondérant la rentabilité de chaque option tarifaire par la répartition du portefeuille du TRVE), cela revient tout de même à déséquilibrer économiquement une option par rapport à l'autre, ce qui peut induire pour les fournisseurs alternatifs :

- Une impossibilité à se développer sur une zone qui aurait majoritairement des clients HP-HC (le fournisseur ferait des pertes).
- Une incitation à se concentrer sur les clients Base en conquête ou à basculer ses clients en portefeuille de l'option HP-HC vers l'option Base car cette dernière est plus rémunératrice. En effet, pour un même positionnement par rapport au TRVE, une OM en option base permettra (i) de couvrir ses coûts et (ii) de générer une marge bien plus importante que son équivalent en option HP-HC.
- Une difficulté à proposer à des clients TRVE avec une option HP-HC des offres alternatives qui apporteraient encore plus de flexibilité au réseau (comme les tarifications dynamiques), car ils ne bénéficieraient plus de la subvention par les clients Base.
- A terme une impasse économique : plus on crée une incitation à aller vers l'option HP-HC sans que ça ne soit réellement une offre viable économiquement, plus le nombre de clients Base qui financent l'avantage économique de l'option HP-HC, diminue ce qui in fine conduit à un déséquilibre économique subi par les fournisseurs alternatifs.

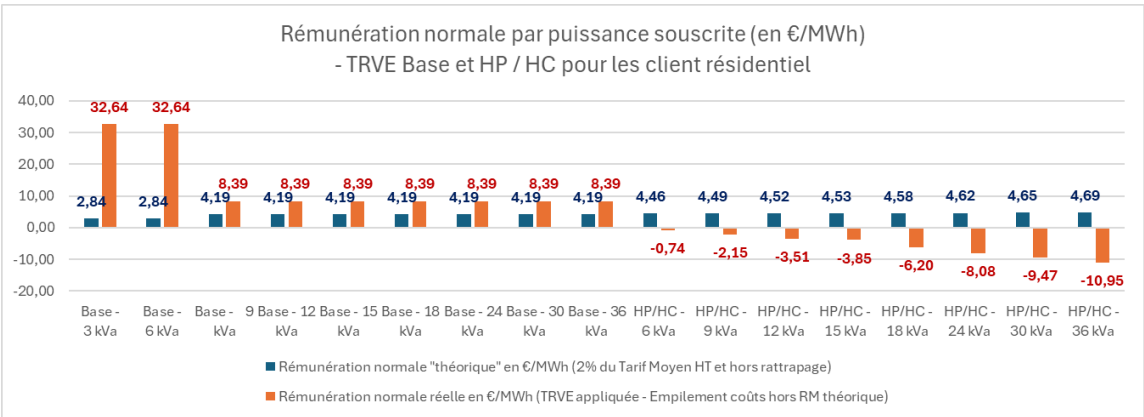
Ainsi, les fournisseurs alternatifs **ne sont pas en mesure de faire des offres compétitives** sur les options HP-HC (en dehors de la période actuelle de décorrélation conjoncturelle du TRVE par rapport aux prix de marché, et sans répercuter la perte financière sur d'autres offres ou options) puisque les options HP-HC et TEMPO sont fixées nettement en deçà de leurs coûts. En cherchant à préserver la compétitivité de ce type d'offres / options, le risque est fort que la méthodologie actuelle bénéficie à EDF **au détriment de la concurrence sur le segment HP-HC** – alors même que les pouvoirs publics et les gestionnaires de réseau cherchent à promouvoir ce type d'offres.

Ce premier constat est illustré dans les graphiques ci-dessous basés sur les données relatives à la construction des TRVE de la CRE (TRVE applicable depuis le 01/02/2024) :

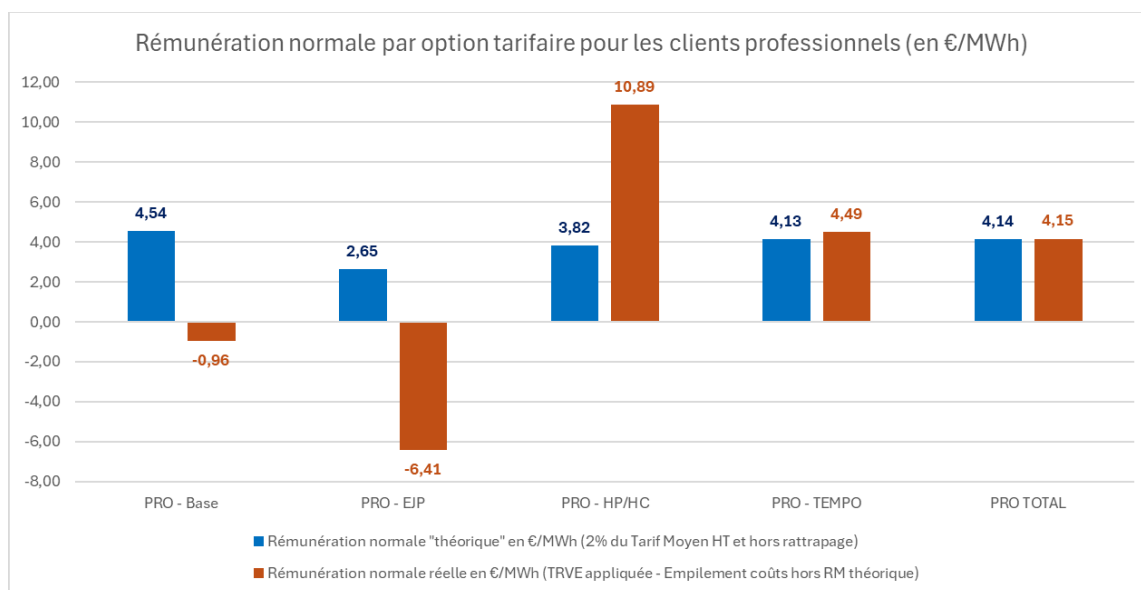
- En effet, pour les clients résidentiels, il y a bien une forme de déséquilibre économique avec une rémunération normale de l'option Base très élevée (23,9 €/MWh vs 4,1 €/MWh en moyenne pondérée sur l'ensemble du TRVE) tandis que la rémunération normale de l'option HP-HC est négative.
- Dans le détail par puissance souscrite sur le secteur résidentiel, on observe de forts écarts entre les puissances souscrites (PS). Les PS 3 et 6 kVA Base (représentant près de 20% des volumes résidentiels TRVE) ont une rémunération à plus de 30 €/MWh. C'est cette rémunération forte qui permet d'équilibrer la rémunération négative sur l'ensemble des clients HP-HC (représentant 65% des volumes résidentiels TRVE).
- Pour les clients professionnels, c'est la situation inverse que l'on peut observer. Les écarts sont néanmoins importants.
- **TEMPO apparaît comme non répliquable** : la rémunération sur les clients résidentiels apporte des niveaux de prix non répliquables pour les fournisseurs. Cette option génère une très importante **marge négative de -60€ / MWh** qu'aucun fournisseur alternatif ne peut supporter (à moins de compenser cette perte sur d'autres offres / options tarifaires comme le fait le TRVE).



Source : d'après open data CRE 08/02/2024



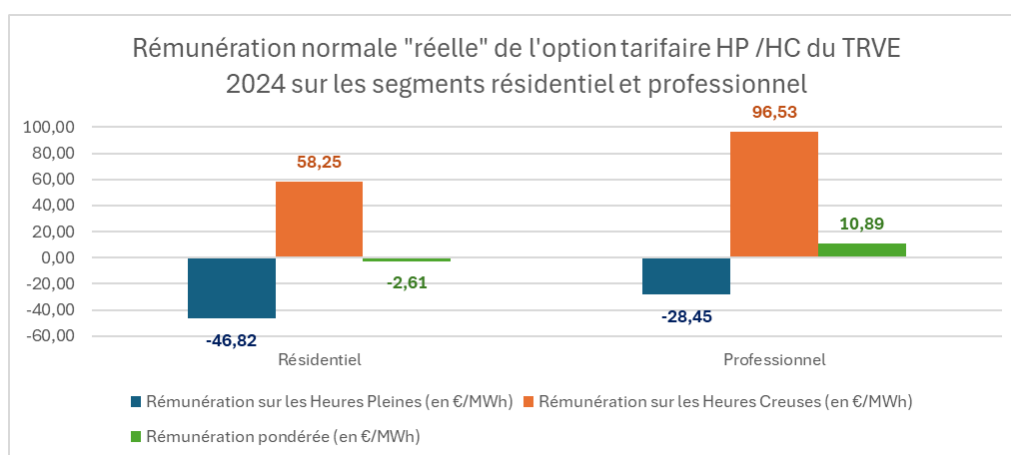
Source : d'après open data CRE 08/02/2024



Source : d'après open data CRE 08/02/2024

Deuxième constat : L'attractivité de l'option HP/HC est également obtenue par déformation (écart par rapport à l'empilement strict des coûts) de l'empilement « naturel » des coûts sur chaque cadran, que cette déformation soit réalisée par la méthode de calcul par « ratio d'équilibre cible », par la méthode par « homothétie, ou par la nouvelle méthodologie « d'empilement par option cible » proposée par la CRE.

Le graphique ci-dessous montre que la perte financière générée par les consommations en Heures Pleines est compensée par le gain financier générés sur les consommations en Heures Creuses. Cette disparité de la rémunération par cadran est liée à l'écart du coût d'approvisionnement entre les deux cadrans d'environ **130 €/MWh pour les clients résidentiels** qui est bien plus élevé que l'écart de prix appliqué en réalité.



Source : open data de la CRE - fichier de construction des TRVE 08/02/2024

Cette déformation (écart par rapport à l'empilement strict des coûts) de l'empilement des coûts peut générer un risque de rentabilité pour les fournisseurs alternatifs dont le portefeuille de clients HP/HC auraient des profils de consommations différents de ceux du portefeuille de clients au TRVE.

Les trois méthodologies proposées par la CRE conduisent donc à une déformation de l'empilement des coûts (par cadran), et donc à une barrière supplémentaire à la couverture de ces mêmes coûts pour les fournisseurs alternatifs.

D'autre part, un meilleur respect de l'empilement des coûts pour le TRVE actuel aurait conduit à des prix HC plus attractifs (et donc à une option plus attractive pour les clients vertueux) et potentiellement à des décalages de consommations vers ces HC plus importants.

Recommandations :

- Afin d'éviter les inconvénients et risques cités précédemment, il nous paraît donc nécessaire que la rémunération normale soit de même niveau sur chaque option tarifaire, ce qui revient à respecter le principe d'empilement des coûts à la maille de chaque option tarifaire.
- La rentabilité des options HP/HC (à la maille de l'option uniquement) ne peut être obtenue que par une augmentation du prix (pouvant conduire à une baisse de l'attractivité de l'option par rapport à l'option Base) ou par une diminution des coûts associés à cette option.
- Une réingénierie de la structure tarifaire HP/HC paraît donc nécessaire pour concilier attractivité de l'option tarifaire et respect de l'empilement des coûts/marges à la maille de l'option. Deux pistes de réflexion pourraient notamment être explorées :
 - **Augmenter l'écart entre les prix d'approvisionnements des Heures Pleines et des Heures Creuses**, qui peut améliorer l'attractivité de l'option et pousser les consommateurs à décaler davantage leur consommation sur les HC.
 - **Faire porter l'incitation option HP/HC vs Base sur la partie acheminement**, qui est principalement en *passthrough* chez les fournisseurs. Toute modification doit **refléter les coûts réels** par offres et segments sans déséquilibre économique entre ces offres. Ainsi, les fournisseurs ne subiraient plus les biais de prix liés à l'incitation des HP-HC dans la part approvisionnement. Et les distributeurs n'auraient pas d'impacts, car ils possèdent l'ensemble du portefeuille de clients bleus résidentiels, et peuvent donc augmenter le tarif pour les clients Base, et baisser le tarif pour les HP-HC, tout en couvrant bien leurs coûts.
- En ce qui concerne plus précisément la méthode de calcul « d'empilement par option cible », elle conduit comme les deux autres méthodes à une déformation de l'empilement des coûts par option et par cadran, conduisant aux risques et barrières pour les fournisseurs alternatifs exposés précédemment et qui ne pourront être résolus sans une réingénierie plus profonde de la structure tarifaire HP/HC.

Question 2

Avez-vous des remarques sur la méthode de construction des tarifs par fixation d'un « ratio d'équilibre cible » envisagée par la CRE ?

La CRE propose également une autre méthode qui consisterait à choisir un taux de consommation minimal devant être placé en HC pour que l'option HPHC soit plus rentable que l'option Base – appelée ratio d'équilibre cible – et de modifier la structure des tarifs Base et HPHC de manière à atteindre ce ratio d'équilibre cible.

Réponse ENGIE :

ENGIE n'est **pas favorable** à une méthode de construction des tarifs par fixation d'un « ratio d'équilibre cible » qui conduira aux inconvénients et barrières évoqués dans la précédente question (déséquilibre économique entre les options et entre les cadrans).

En particulier, dans l'application de cette méthodologie, la consultation précise que la structure des prix des deux options serait adaptée en réhaussant le prix de l'option Base, tout en diminuant

le prix des heures creuses ou heures pleines. Cela signifie que l'écart de rémunération entre l'option base (rémunération élevée) et l'option HP/HC (rémunération négative) sera encore augmenté.

Question 3

- A- Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la méthode par homothétie pour les tarifs Base et HPHC en 2025 ?

La CRE estime que la méthode d'empilement par option cible est la meilleure pour pérenniser l'attractivité HPHC. Cependant, pour éviter des changements trop brusques, la CRE envisage de conserver la méthode de construction par homothétie pour le mouvement de 2025 et d'employer la méthode d'empilement par option cible à partir de 2026 concomitamment à la nouvelle stratégie de lissage de l'approvisionnement en énergie.

Réponse ENGIE :

ENGIE n'est **pas favorable** à un maintien de la méthode par homothétie pour le mouvement de prix de 2025 car cette méthode ne permet pas de corriger les inconvénients et barrières décrits dans notre réponse à la question 1.

En particulier, cette méthodologie ne permettra pas de rééquilibrer le niveau de rémunération entre les options tarifaires (Base et HP/HC notamment). D'autre part, comme précisé dans la consultation, cette méthode a pour défauts de faire apparaître une faible différenciation de prix entre heures pleines et heures creuses, de ne pas s'adapter à l'évolution de la consommation des clients Base et de maintenir un ratio d'équilibre fixé arbitrairement à celui du S1 2022.

D'autre part, avec une baisse significative annoncée des TRVE au prochain mouvement, le contexte semble particulièrement propice pour opérer l'ensemble des rééquilibrages nécessaires et attendus (briques de risques, évolution HP/HC).

- B- Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'employer la méthode d'empilement par option cible à partir de l'année 2026 ?

Réponse ENGIE :

Comme évoqué précédemment, la méthode de calcul « d'empilement par option cible » conduit comme les deux autres méthodes à une déformation de l'empilement strict des coûts par option et par cadran, conduisant aux risques et barrières pour les fournisseurs alternatifs exposés dans nos réponses aux questions précédentes et qui ne pourront être résolus sans une réingénierie plus profonde de la structure tarifaire HP/HC.

D'autre part, avec une baisse significative annoncée des TRVE au prochain mouvement, le contexte semble particulièrement propice pour opérer un éventuel changement de méthodologie. Il nous semble donc préférable de ne pas attendre le mouvement de 2026.

Question 4

Partagez-vous l'analyse de la CRE qu'il est nécessaire de faire évoluer de manière progressive le niveau de l'option Tempo, et ceci dès 2025 ?

La CRE considère que la méthode de calcul par homothétie stricte ne peut plus s'appliquer à l'option Tempo en 2025. Toutefois, la CRE observe qu'une modification du calcul de cette option

ne doit pas avoir pour résultat une hausse trop forte pour les clients Tempo en 2025 qui nuirait à la lisibilité des signaux tarifaires. La CRE propose de lisser le niveau des évolutions futures de l'offre Tempo sur plusieurs années, tout en conservant son attractivité et la lisibilité de ses signaux tarifaires.

Réponse ENGIE :

Constat : l'option TEMPO est une offre construite il y a plus de trente ans et donc largement amortie par EDF. La construction d'une offre similaire par des fournisseurs alternatifs demande des développements importants et un *pricing* dont la répliquabilité est quasi impossible, comme démontré plus haut.

Cette tarification n'offre qu'un atout biaisé pour les consommateurs pour deux raisons principales :

- Seuls les Français disposant d'un chauffage alternatif à leur domicile (cheminée d'appoint, solution au gaz bouteille ou au pétrole lampant, etc.) ou n'habitant qu'en saison estivale leur résidence secondaire peuvent bénéficier réellement de ces tarifs sans souffrir du froid ;
- Ces tarifs sont incompatibles avec l'inconfort généré par l'arrêt de la consommation d'électricité, précisément au moment où elle est la plus nécessaire. Elle peut engendrer un aggravement de la précarité énergétique, tout en bénéficiant aux ménages les plus aisés l'été.

Enfin, cette tarification applique des incitations sur des tranches journalières, en contradiction avec les congestions sur le système électrique. Ainsi, les Heures Pleines de Tempo s'appliquent de 6H à 22H et les Heures Creuses de 22H à 6H. Alors que la France atteint plus de 556 000 foyers équipés de panneaux solaires, Tempo paraît donc anachronique : au moment de la plus forte production solaire au mitan de la journée, l'offre Tempo encourage à réduire sa consommation toute la journée plutôt qu'à la déplacer au meilleur moment, par exemple après le déjeuner.

En conséquence, ENGIE considère que l'offre TEMPO n'est adaptée que pour une part réduite des consommateurs – voire peut piéger certains ménages plus fragiles ou dépendants de chauffage par convecteur dans leur logement principal. Tant que l'offre Tempo garde le calage de prix actuel, elle empêche les fournisseurs alternatifs de développer massivement leurs propres offres de marché à pointe mobile.

Recommandations : une trajectoire de **sortie de cette offre du TRVE doit être envisagée pour une transformation en offre de marché plus adaptée aux cadrans de la journée et aux attentes des consommateurs**. La décision doit éviter de pénaliser des consommateurs chauffés par convecteurs. Si cette orientation n'était pas retenue, nous demandons de ne pas faire évoluer l'offre Tempo en dehors du réajustement de son prix couvrant **ses coûts réels, avec sa rémunération normale**, afin de permettre aux autres offres de marchés offrant de la flexibilité de trouver un plus large espace économique.

Question 5

Êtes-vous favorable à la suppression de l'option Base du TRVE pour les clients résidentiels de puissance souscrite allant de 18 kVA à 36 kVA à partir du mouvement tarifaire de février 2026 ?

La CRE envisage de supprimer l'option Base du TRVE pour les puissances souscrites allant de 18 à 36 kVA. Cette évolution pourrait s'appliquer à partir du mouvement tarifaire de février 2026 (date d'effet de la suppression). En 2022, plus de 50 000 clients ont toujours un contrat Base aux TRVE avec une puissance souscrite allant de 18 à 36 kVA. Les clients seront prévenus dans un délai

max de 3 mois de la nécessité de choisir une autre option. A défaut, dans un délai d'un an, le client se verra appliquer une correspondance tarifaire.

Réponse ENGIE :

L'offre étant déjà en extinction, la CRE est légitime à proposer la suppression de cette option pour cette tranche.

Question

6

En tant que fournisseur alternatif, quels impacts cette évolution aurait-elle sur vous? En particulier, prévoyez-vous de conserver l'option Base pour les consommateurs de puissance souscrite 18-36 kVA ?

Question liée à la précédente

Réponse ENGIE :

À ce jour, ENGIE n'en a pas mesuré les impacts. ENGIE statuera et définira son approche en fonction des décisions prises par la CRE.

Question 7

Êtes-vous favorable à la mise en extinction de l'option Base du TRVE pour les clients résidentiels de puissance souscrite allant de 9 kVA à 15 kVA, à partir du mouvement tarifaire de février 2025 ?

La CRE propose de mettre en extinction l'option Base pour les puissances souscrites allant de 9 à 15 kVA dès le prochain mouvement de février 2025. Les clients en stock peuvent la conserver. En revanche, plus de souscription possible à l'option Base pour les nouveaux clients des puissances 9-15 kVA.

Réponse ENGIE :

ENGIE rappelle que, en condition préalable, le fournisseur doit couvrir ses coûts pour chaque option. Comme exposé en préambule de la consultation, ENGIE n'est pas favorable aux innovations tarifaires structurantes portées par le TRVE qui auraient pour effet de prolonger la position dominante du TRVE par rapport aux offres de marché. ENGIE n'est **pas favorable** à la mise en extinction de cette option Base pour cette tranche.

Question 8

Que pensez-vous de faire un bilan de la mise en extinction de l'option Base des TRVE pour les puissances souscrites 9-15 kVA d'ici 3 ans, dans la perspective d'une éventuelle suppression dans 4 à 5 ans ?

Question liée à la précédente. La CRE propose aux acteurs de faire un bilan de la mise en extinction de cette option Base pour les 9-15 kVA.

Réponse ENGIE :

Comme en réponse précédente, ENGIE n'est pas favorable à la mise en extinction de l'option base pour les puissances souscrites 9-15 kVA.

En revanche, ENGIE est favorable à la **réalisation d'un bilan** et estime nécessaire qu'il intervienne avec une échéance plus courte, dans un horizon maximum de 2 ans. Le contexte de baisse du TRVE est en effet aujourd'hui propice pour réaliser les rééquilibrages nécessaires, que ce soit au niveau des évolutions HP/HC ou de la prise en compte des briques de coûts.

Question 9

En tant que fournisseur alternatif, quels impacts cette évolution aurait-elle sur vous ? En particulier, prévoyez-vous conserver l'option Base pour les nouveaux consommateurs de puissance souscrite 9-15 kVA ?

Question liée à la précédente.

Réponse ENGIE :

À ce jour, ENGIE n'a pas mesuré de façon détaillée les impacts, mais estime qu'il y aura des conséquences sur nos offres. Nous statuerons et définirons notre approche en fonction des décisions prises par la CRE.

Question 10

Êtes-vous favorable à l'expérimentation, au sein des TRVE, d'une offre proposant un tarif plus bas toutes les heures de l'année, sauf pendant les périodes les plus tendues du système électrique (quelques heures en journée le matin et le soir, pendant les mois d'hiver), avec éventuellement des heures super creuses la nuit et le week-end ?

La CRE constate que les consommateurs « Base » avec une puissance souscrite compris entre 3 et 6 kVA sont nombreux, et souhaite à terme pouvoir mobiliser leur flexibilité, a minima pendant des périodes restreintes particulièrement utiles au système électrique (les heures les plus chargées en hiver). La CRE propose souhaite mener une expérimentation courant 2025/2026 afin de construire une option comportant un tarif plus bas toutes les heures de l'année, sauf pendant les périodes les plus tendues du système électrique. Les heures de pointe représenteraient quelques heures en journée, en ciblant le matin et le soir, et seraient concentrées pendant les mois d'hiver.

Réponse ENGIE :

ENGIE n'est **pas favorable** à une expérimentation sur les petites puissances dans le cadre des TRVE.

ENGIE considère une telle mesure comme contraire à l'intérêt de la pluralité des offres de marché. Elle viendrait enrichir l'offre du tarif réglementé d'EDF. Or plus de 60% des clients résidentiels en France, détiennent encore une offre en TRVE. Les évolutions sur les TRVE doivent être limitées au strict nécessaire rééquilibrage économique entre les options HP/HC et base. Dans le cas contraire, le développement des OM serait encore plus limité qu'aujourd'hui, ces dernières ne pouvant plus bénéficier de l'argument de l'innovation tarifaire. Il est important que les TRVE soient une offre "standard", fixée à un juste niveau, et que les évolutions tarifaires structurantes soient introduites via les OM.

Question 11

Voyez-vous d'autres évolutions permettant de mobiliser la flexibilité des petits consommateurs du secteur résidentiel ?

Suite de la question CRE

Réponse ENGIE :

Pour mobiliser la flexibilité des petits consommateurs, il nous semble souhaitable de créer des conditions favorables au développement d'offres de marchés spécifiques visant justement à cet objectif tout en ciblant les usages des consommateurs. A titre d'exemple, notre offre **élec' car** est tout à fait appropriée pour les consommateurs disposant d'un véhicule électrique et voulant recharger chez eux.

Les services, payants ou gratuits, de pilotage des installations et donc de la consommation, sont également de bons moyens de mobiliser cette flexibilité. Chez ENGIE, le service Mon Pilotage Elec en est un bon exemple.

L'un des enjeux majeurs consiste à développer les outils de flexibilité tenant compte au plus juste des besoins du système électrique. Les solutions de flexibilité de consommation représentent également un potentiel important. Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (RTE) estime la part de consommation flexible à environ 16 GW en 2050, contre 3 GW en 2022. D'autre part, le secteur résidentiel représente 33 % de la consommation électrique intérieure. ENGIE est convaincue de l'intérêt de déployer la flexibilité de la consommation en y ajoutant **des solutions de pilotage connecté** intelligent appliquées aux équipements électriques des ménages. Pourtant, malgré une reconnaissance largement partagée des bénéfices de la flexibilité de la consommation, ce développement se heurte à des **barrières économiques principalement dues à l'inadaptation du cadre législatif et réglementaire actuel**. Afin de surmonter ces barrières, ENGIE propose :

- D'inscrire une définition claire de la modulation de la consommation dans le code de l'énergie ;
- De faciliter l'enregistrement des données de consommation en faisant évoluer le régime de consentement pour mieux orienter les consommateurs ;
- De faire évoluer les mécanismes de valorisation des modulations de consommation dans les marchés électriques.

Le développement de nouvelles offres avec des signaux tarifaires plus fins s'appuiera sur les courbes de charge disponibles grâce aux compteurs communicants. Dans son rapport publié en mars 2023 du comité prospectif¹ (page 55), la CRE recommande le **passage d'un système d'opt-in à un système d'opt-out** pour l'enregistrement de la courbe de charge dans le SI d'Enedis de chaque consommateur domestique, afin que chacun dispose d'un historique. Celui-ci permettra aux fournisseurs et opérateurs de flexibilité de leur proposer des offres le plus en adéquation avec leurs besoins quotidiens et ceux du réseau, puis à l'avenir une facturation encore plus précise, notamment dans la perspective de la mise en place d'offres à tarification dynamique au 01/07/2026.

Par ailleurs, la CRE devra **mettre en place des règles de complétude des courbes de charge** pour être juridiquement opposable en cas de défaut d'enregistrement pour les clients particuliers. Il existe uniquement aujourd'hui un algorithme de rebouchage pour les clients du haut de portefeuille.

¹ Rapport "LA CONFIANCE DANS LES NOUVEAUX SERVICES ÉNERGÉTIQUES", CRE Comité prospectif Mars 2023

L'entité d'ENGIE qui réalise de la commercialisation en BtoB (E&C) propose déjà des offres "bloc+spot" qui se heurtent à ces difficultés contractuelles.

Question 12

Si les résultats de l'expérimentation de la nouvelle option proposée par la CRE sont concluants, êtes-vous favorable à une éventuelle évolution de l'option Base vers cette option ?

Suite de la question CRE

Réponse ENGIE :

Pour les raisons exposées en question 10, ENGIE n'est **pas favorable** à l'extension de cette mesure qui renforcera l'attractivité du TRVE au détriment des offres de marché innovantes telles qu'en proposent des fournisseurs comme ENGIE.

Question 13

Êtes-vous favorable à l'utilisation des profils ENT1 et ENT3 pour la construction des TRVE sup 36 kVA pour l'année 2025 ?

La CRE envisage d'utiliser les profils ENT 1 et ENT 3 pour l'année 2025 puis de construire un profil à partir de 2026 en utilisant les consommations du portefeuille des consommateurs souscrivant les TRVE sup 36 kVA. A partir de 2026, il pourrait également être envisagé de construire un profil, dont les caractéristiques seront publiées, à partir d'une agrégation de courbes de charges transmises par les gestionnaires de réseaux ou par les fournisseurs afin d'avoir une référence représentative de l'ensemble des consommateurs éligibles au TRVE sup 36 kVA.

Réponse ENGIE :

A court terme (2025), l'utilisation des profils ENT1 et ENT3 constitue une solution viable pour la construction des TRVE sup 36 kVa. ENGIE appelle cependant l'attention du régulateur sur les écarts de coûts de profilage qui pourraient exister entre les clients C4 (éligibles au futur TRVE) et les consommateurs correspondant à ce profil. Il existe ainsi un risque de déficit de compétitivité chez les fournisseurs alternatifs vis-à-vis du futur TRVE. L'inclusion d'une brique de coût supplémentaire dans le futur TRVE permettrait de tenir compte de ce décalage entre le profil théorique ENT et la réalité du portefeuille.

Question 14

Êtes-vous favorable à l'utilisation d'un profil dont les caractéristiques seront publiées, construit en utilisant les consommations du portefeuille des consommateurs souscrivant aux TRVE sup 36 kVA à partir de l'année 2026 ? Ou préférez-vous l'utilisation d'un profil dont les caractéristiques seront publiées, construit à partir d'une agrégation de courbes de charges transmises par les gestionnaires de réseaux ou par les fournisseurs ?

Suite de la question CRE.

Réponse ENGIE :

ENGIE privilégie la construction d'un profil construit sur les consommations des clients souscrivant aux TRVE > 36. Il sera important que ce profil soit rendu public et accessible pour tous les acteurs de marché.

Question 15

Êtes-vous favorable aux postes horosaisonniers envisagés par la CRE pour les tarifs en basse tension sup 36 kVA ?

Les offres de marché sur ce segment de clientèle sont majoritairement saisonnalisées. Dans le souci de conserver des signaux tarifaires, la CRE envisage de reprendre 4 postes horosaisonniers pour les TRVE BT sup 36 kVA et 5 postes horosaisonniers pour les TRVE haute tension, sans pointe mobile.

Réponse ENGIE :

Pour les raisons exposées en question 10, ENGIE n'est pas favorable à enrichir l'offre des TRVE et à le rendre plus attractif, au détriment des offres de marché innovantes telles qu'en proposent des fournisseurs comme ENGIE. Cependant, si la proposition de cadrans envisagée par la CRE devait être appliquée, ENGIE serait favorable à la reprise des postes TURPE pour les clients de plus de 36 kVA.

Question 16

Êtes-vous favorable aux postes horosaisonniers envisagés par la CRE pour les tarifs haute tension ?

Suite de la précédente question.

Réponse ENGIE :

ENGIE ne se prononce pas sur cette question.

Question 17

Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE d'employer une méthode de calcul identique pour les TRVE sup 36kVA et inf 36kVA à l'exception des composantes suivantes : coûts d'acheminement, coûts de commercialisation, coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché ?

La CRE appliquera la méthode de construction « par empilement » des coûts aux TRVE > 36 kVA. La CRE propose d'employer la même méthode de calcul aux composantes de coûts de l'empilement tarifaire à l'exception des coûts d'acheminement (plusieurs versions seront proposées), les coûts de commercialisation, le coût du complément d'approvisionnement en capacité.

Réponse ENGIE :

Sous les réserves exprimées en introduction (portant sur la décision même d'extension des TRVE aux clients sup 36), ENGIE est favorable à la proposition de la CRE et n'a pas de préconisations spécifiques, ni de remarques sur la méthode d'empilement des coûts.

ENGIE renvoie cependant la CRE aux remarques sur les coûts formulées par ailleurs, qu'il s'agisse des méthodes d'estimations des coûts propres aux clients > 36 kVA (Q18 à 20) ou aux clients < 36 kVA (Q.21 et suivantes).

Question 18

Êtes-vous favorable aux modalités de prise en compte des coûts d'acheminement dans les TRVE supérieurs à 36 kVA envisagées par la CRE ?

La CRE envisage de proposer pour les TRVE BT >36 kVA une version courte utilisation et une version longue utilisation. Ces versions présenteraient une majoration annuelle de la prime fixe pour les autoconsommateurs individuels avec injection, et deux versions A et B pour les autoconsommateurs Collectifs. La CRE envisage de proposer pour les TRVE pour les consommateurs raccordés en haute tension (TRVE haute tension) une version courte utilisation et une version longue utilisation à pointe fixe basée sur le TURPE HTA.

Réponse ENGIE :

ENGIE est **favorable** à cette mesure.

Pour l'acheminement, ENGIE est favorable à la proposition de la CRE consistant à proposer plusieurs versions, dont notamment une version courte utilisation et une version longue utilisation pour le TRVE BT \geq 36 kVA.

Question 19

Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de retenir comme référence de coûts commerciaux des TRVE sup 36 kVA, pour l'année 2025, les coûts de commercialisation des TRVE bleus non résidentiels ?

En l'absence de référence sur les coûts constatés, la CRE envisage de prendre comme référence pour l'année 2025 les coûts de commercialisation des TRVE bleus non résidentiels. A partir de 2026, les coûts commerciaux réels "constatés par EDF" seraient pris en compte. La CRE rappelle que les écarts entre les coûts commerciaux prévisionnels et réalisés seront bien pris en compte dans les rattrapages.

Réponse ENGIE :

Conformément aux éléments formulés par ENGIE lors des précédentes consultations : Que ce soit pour un client C5 ou un C4 (C4 dont les coûts commerciaux d'acquisition sont plus importants qu'un client C5), les coûts commerciaux d'EDF ne sont pas reproductibles par d'autres fournisseurs et contribuent à rendre les TRVE non-contestables par les fournisseurs alternatifs. En effet, ces coûts n'intègrent pas de coûts d'acquisition, et ils « sous-dimensionnent » les autres briques par rapport à un alternatif (portefeuille de clients plus "passif"). Ces points sont par ailleurs développés en commentaires additionnels. Il est nécessaire que la CRE prenne en compte les coûts supportés par les fournisseurs alternatifs dans les TRVE afin qu'ils tiennent compte des coûts réels induits par le marché.

Il serait pertinent de considérer des coûts commerciaux plus importants pour les > 36 kVA pour prendre en compte la structure d'offre plus complexe (4 cadrans) et nécessitant

davantage de pédagogie sur un segment de clientèle encore très sensible aux prix du fait du montant plus élevé de la facture énergie.

[ICS – partie confidentielle]

Question 20

Êtes-vous favorable à la période de lissage envisagée par la CRE pour le coût du complément d’approvisionnement en capacité au marché ?

Comme il n’est pas possible de savoir par avance si les prix des enchères postérieures à la fixation de la méthode de calcul par la CRE seront inférieurs à la moyenne des enchères sur les deux années lissées, il n’est pas possible de garantir la contestabilité des TRVE supérieurs à 36 kVA en conservant la durée de lissage de deux ans. La CRE envisage de prendre, pour les années 2025 et 2026, une période de lissage s’étalant entre la date de publication de la délibération fixant ladite période de lissage et la fin de l’année précédant l’année couverte. Après 2026, la CRE fixera la période de lissage à 2 ans.

Réponse ENGIE :

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE. Il est crucial de garantir la contestabilité des TRVE supérieurs à 36 kVA pour les années 2025 et 2026. Cela passe nécessairement par une réduction de la durée de lissage afin que les fournisseurs alternatifs puissent répliquer le coût théorique de cette brique du TRVE. Pour 2027 et les années suivantes, une cohérence d’approche doit conduire à aligner la période de lissage sur celle retenue pour l’approvisionnement de l’énergie.

Question 21 Êtes-vous favorable à une date d’évolution des TRVE au 1er janvier de chaque année dans le cadre de la fin de l’ARENH ? Si oui, êtes-vous favorable à une modification de la date d’évolution dès le mouvement tarifaire de janvier 2026 ?

La CRE envisagerait de proposer l’évolution du TRVE au premier janvier afin de l’aligner avec l’évolution sous-jacente des coûts, car il existe un décalage structurel en début d’année entre l’évolution des TRVE (au plus tôt le 1er février) et l’évolution sous-jacente des coûts (au 1er janvier).

Réponse ENGIE :

Dans la configuration actuelle, les fournisseurs alternatifs ne peuvent pas répliquer la méthode de couverture du TRVE pour le mois de janvier. Les données de janvier N sont utilisées pour un TRVE qui sera touché en janvier N+1. Ils sont ainsi exposés à un décalage des prix d’une année sur l’autre. Avec un marché haussier d’une année sur l’autre, le décalage de période d’application du TRVE donne lieu à une sous-couverture des coûts pour le mois de janvier (et inversement). Cela complexifie les achats/ventes de fournitures et limite la capacité des fournisseurs à proposer des offres compétitives.

Aussi, ENGIE est favorable à la proposition d’avancer le mouvement tarifaire de début d’année au 1^{er} janvier, **à condition** (1) que la délibération et les éventuelles modifications des accises ou d’autres lignes de coûts intervenant dans la composition de la facture soient anticipées, et (2) que le futur dispositif post-ARENH ne présente pas de contradiction avec cet avancement potentiel d’1 mois des futurs mouvements tarifaires. Il convient d’être très prudent et de prévoir

un **délai suffisant** pour leur entrée en vigueur pour éviter toute problématique de répliquabilité. Pour des raisons opérationnelles, ENGIE précise que les évolutions de prix doivent être transmises suffisamment tôt (avant la période de Noël) pour avoir la capacité de les intégrer dans nos systèmes de facturation sans nécessiter de mobiliser les équipes de manière exceptionnelle.

Par ailleurs, les nouvelles lignes directrices de la CRE imposent de l'anticipation en matière de délai d'information. Il conviendra à cet effet de faire preuve d'une certaine souplesse, en effet, la mesure n°3 propose que *“Le fournisseur s’engage à afficher, parmi les informations communiquées au client avant souscription, une estimation des mensualités et de la facture annuelle sur des bases transparentes et précisées au client.”*

À défaut, le déficit de coûts pour le mois de janvier de l'année N pour les fournisseurs devrait être pris en compte dans une brique en année N+1. De manière générale, plus de transparence serait nécessaire sur le calcul des rattrapages.

Question

22

Que pensez-vous de la proposition de la CRE d'inclure une brique supplémentaire liée à l'exposition des fournisseurs alternatifs au spread bid-ask lors de la participation aux marchés de gros ?

La CRE propose que le montant total de ces frais soit pris en compte dans la construction de l'empilement en cohérence avec la fin de l'ARENH puisque ces frais sont appliqués à chaque MWh acheté sur les marchés à terme.

Les TRVE intègrent des frais d'accès aux produits à terme d'EEX de 0,0375euros/MWh + frais de livraison (0,010 euros/MWh). 2 autres coûts pourraient être intégrés à partir de 2026 : spread bid-ask (environ 1 euro/MWh) + coût portage financier de la marge requise sur le marché à terme.

Réponse ENGIE :

ENGIE est favorable à la proposition de la CRE d'inclure une brique de risque supplémentaire liée à l'exposition au risque de *spreads bid-ask* dans la méthodologie de définition des TRVE.

ENGIE considère que la méthode de calcul proposée par la CRE permet bien de répliquer les coûts du spread bid-ask sur les produits calendaires subis par les fournisseurs. Cette prise en compte devrait être effectuée au plus tôt. Le *spread* représente en effet un coût de transaction qui peut être très élevé sur certains produits et à certains moments de la journée, démontrant une volatilité importante et/ou une liquidité relativement faible des produits concernés.

Question

23

La méthode de prise en compte de l'exposition au spread bid-ask proposée par la CRE vous semble-t-elle refléter les coûts portés par les fournisseurs répliquant le TRVE ? Quel niveau du paramètre X vous semble adapté pour refléter les coûts supportés par les fournisseurs répliquant le TRVE ? Quelle méthode alternative proposeriez-vous ?

Suite de la question CRE précédente

Réponse ENGIE :

La méthode de prise en compte de l'exposition au *spread bid-ask* proposée ne nous semble refléter qu'une partie des coûts de bid-ask, car les coûts liés au *bid-ask* intra-annuels (ou cascading) ne sont pas pris en compte.

[partie confidentielle]

ENGIE ne propose pas de méthode alternative.

Question

24

Si vous êtes un fournisseur alternatif ou un agrégateur agissant pour le compte d'un fournisseur alternatif, retranscrivez-vous ces frais dans vos offres de fourniture ? Si oui, par quelle méthode ?

La CRE envisage désormais la couverture explicite des coûts financiers dépendant des marges requises par EEX.

Réponse ENGIE :

ENGIE est **favorable** à ce que les TRVE intègrent une couverture explicite des coûts financiers dépendant des marges requises par EEX.

ENGIE est un fournisseur d'électricité qui bénéficie d'un bon équilibre entre activités de production et commercialisation d'électricité, et n'est pas représentatif du coût financier des appels de marge pour un fournisseur alternatif ne possédant pas d'actifs de production. La quantification de cette brique de coût pourrait passer par une estimation des dépenses de protection que prennent des fournisseurs de petite taille pour limiter les impacts financiers des appels de marge (*liquidity swaps*).

Question 25

Si vous êtes un fournisseur d'électricité, quelle structure de marge adoptez-vous pour couvrir les risques quantifiables et non quantifiables pesant sur votre activité ?

La CRE propose de faire évoluer le niveau de la brique de rémunération normale de 2% à 2,5% du tarif moyen HT et hors rattrapages.

Réponse ENGIE :

Comme dit en introduction du chapitre 3, ENGIE considère que le rôle de la rémunération normale n'est pas de couvrir des risques mais d'assurer une rentabilité de l'activité hors prise en compte des risques.

[partie confidentielle]

Question 26 Quel serait selon vous le niveau de couverture des risques à intégrer dans la rémunération normale des TRVE applicable en 2026 ?

La CRE propose de faire évoluer le niveau de la brique de rémunération normale de 2% à 2,5% du tarif moyen HT et hors rattrapages.

Dans le cas où la CRE continue de considérer les risques dans la rémunération normale, ENGIE considère que le pourcentage lié à la rémunération normale doit évoluer de 2% à 5,25% du tarif moyen HT et hors rattrapages, afin de prendre suffisamment en compte l'ensemble des risques et la rémunération du commercialisateur (cf. Question 25).

Question 27

A l'issue de la crise énergétique considérez-vous que la modélisation du risque thermosensibilité de la CRE répond toujours correctement aux besoins des fournisseurs, en reflétant fidèlement les surcoûts supportés ? Dans le cas contraire, quelles propositions d'évolution de la modélisation des surcoûts liés au risque thermosensibilité à intégrer au TRVE feriez-vous ?

La CRE interroge sur la pertinence de la méthode utilisée pour déterminer le risque thermosensibilité.

Réponse ENGIE :

Concernant le risque de thermosensibilité de façon générale, ENGIE considère que le risque n'est pas suffisamment pris en compte dans le TRVE, du fait du choix du centile 50% dans les risques quantifiables (et du résultat à 0 EUR/MWh de cet élément dans le TRVE 2024), et du fait de l'application du risque thermosensibilité dans la rémunération normale seulement en structure et non en niveau. Le risque de thermosensibilité est un risque asymétrique, car la hausse de consommation liée à une vague de froid s'accompagne généralement d'une hausse de prix. De même, la baisse de consommation liée à une période chaude s'accompagne d'une baisse de prix. Dans les deux cas, le fournisseur subit des pertes financières, et le TRVE ne prend pas ce risque suffisamment en compte.

Cependant, le risque de thermosensibilité est difficile à calculer précisément du fait de la non-stabilité de la corrélation entre le prix de marché et la consommation des clients. ENGIE se base pour estimer ce risque, à la fois sur les impacts financiers subis dans les années passées, et sur la valeur des opérations de marché nécessaires pour réduire le risque de thermosensibilité (options et produits structurés climatique). Par expérience, en utilisant un modèle équivalent à celui de la CRE, le risque contre lequel un fournisseur, doit se protéger pour avoir des résultats financiers stables est un percentile 70%.

[partie confidentielle].

Question 28 Êtes-vous favorable à l'évolution de la définition du coût des écarts proposée par la CRE ?

La CRE envisage de modifier la méthode de calcul du prix des écarts des responsables d'équilibre et de l'indexer sur une référence représentative du prix spot pour l'année N (coût des écarts $N = X\% \times \text{Référence de prix pour l'année } N$). La CRE retiendrait comme prix de référence la moyenne des cotations des produits calendaire Base pour livraison à l'année N relevés sur les jours cotés entre le 1er décembre et le 31 décembre inclus. Le coef X pourrait être de l'ordre de 0,5 à 1%.

Réponse ENGIE :

La CRE ne publie pas le détail du calcul de l'estimation historique du coût des écarts de 0,3 €/MWh, ce qui ne permet pas de réaliser un audit précis de la méthode.

Toutefois, ENGIE estime que la méthodologie du coût des écarts a évolué dans la bonne direction en 2023, améliorant la réactivité des coûts des écarts dans le TRVE. Bien qu'elle ne prenait pas en compte l'impact réel de l'évolution des prix sur le coût des écarts, elle donnait un proxy plus acceptable.

Enfin, la référence prise sur la moyenne des cotations de décembre N-1 pour l'année N, nous paraît appropriée.

Question 29 Quel niveau du paramètre X proposeriez-vous afin de refléter au mieux les coûts supportés par un fournisseur alternatif répliquant la méthode d'approvisionnement du TRVE ?

En lien avec la question précédente

Réponse ENGIE :

[partie confidentielle]

Question 30

A- Quelle référence de prix des CEE vous semble la plus adaptée pour une construction transparente et contestable des coûts commerciaux inclus dans les TRVE ?

La CRE interroge à nouveau sur le choix de référence pour les coûts des CEE. Elle rappelle avoir proposé l'utilisation des indices "spot" du registre Emmy comme référence lissée sur 1 an mais nombreux acteurs s'étaient montrés défavorables. Plusieurs acteurs ont proposé l'indice de prix de la place de marché C2E Market.

Réponse ENGIE :

Dans sa dernière délibération de janvier 2024 sur les TRV, la CRE a souhaité apporter davantage de transparence aux acteurs sur les coûts d'approvisionnement en CEE d'EDF retenus dans les TRVE. Ainsi, le coût des CEE a été explicité dans la brique de coûts de commercialisation.

Pour autant, contrairement à l'approvisionnement en énergie et en capacité, la méthodologie ne s'appuie pas sur des références de prix de marché, mais directement sur les coûts d'EDF. La méthode de la CRE n'apporte pas assez de transparence sur le prix des CEE inclus dans le TRVE, qui varie en fonction du portefeuille d'EDF et sans doute de son stock de CEE (quantité, composition et répartition primaire/secondaire), et non des seules conditions de marché. Les fournisseurs alternatifs peuvent difficilement mettre en place des stratégies équivalentes à celles d'EDF (qui sont de fait inconnues) pour couvrir le coût inclus dans le TRVE. En conséquence, les coûts d'approvisionnement en CEE d'EDF tels qu'ils apparaissent ne sont ni répliquables ni prévisibles. Cette méthodologie ne permet pas un reflet des coûts pour un

fournisseur alternatif. En outre, les coûts CEE apparaissent – au moins conjoncturellement – inférieurs à ceux des autres fournisseurs et structurellement décorrélés d'un prix de marché.

A titre d'exemple, la délibération de la CRE du 18 janvier 2024 concernant les TRVE amène le coût CEE prévisionnel pour l'année 2024 à 5,66 €/MWh² ; quand la formule retenue par la CRE pour le PRVG amène le coût CEE à 6,53€/MWh³ à partir de juillet 2024. On observe donc un écart conséquent entre ces deux méthodes.

Pour éviter le manque de transparence induit par l'utilisation des coûts d'EDF, **ENGIE considère que l'indice de la plateforme C2E Market pourrait être pris en compte**. Cet indice est déjà l'indice considéré dans la méthodologie de construction du prix repère de vente du gaz. L'utilisation de cet indice permettrait ainsi d'assurer une plus grande cohérence entre les différentes méthodologies de la CRE utilisée en gaz et en électricité), d'améliorer sa transparence afin de favoriser sa répliquabilité.

B-Quelles seraient les méthodes de calcul à appliquer à cette référence, en particulier s'agissant de la durée de lissage et des produits considérés ?

Suite question précédente

La formule de calcul n'est pas détaillée mais pour tenir compte d'une cohérence entre la référence en gaz et en électricité, ENGIE serait favorable à retenir une formule équivalente.

Rappel sur le GAZ : *"La CRE retient comme référence la moyenne arithmétique des prix à terme saisonniers S2-N et S1 N+1, cotés sur la plateforme C2E Market du 1er juillet N-1 au 31 mai N, avec une mise à jour du coût des CEE au 1er juillet N".*

COMMENTAIRES ENGIE ADDITIONNELS

En complément des questions posées dans cette consultation, ENGIE souhaite apporter des commentaires additionnels relatifs à l'appréciation de certaines composantes des coûts commerciaux.

Alors que le coût d'approvisionnement en énergie et en capacité vise à être « représentatif de la situation d'un fournisseur nouvel entrant », la CRE se fonde directement sur les coûts d'EDF s'agissant des coûts commerciaux. En prenant comme référence les coûts commerciaux d'EDF, ENGIE estime que les TRVE ne sont pas représentatifs des coûts commerciaux des autres fournisseurs.

Cette approche ne permet pas de distinguer ce qui tient à l'efficacité d'EDF dans sa gestion commerciale, ou de ce qui tient de l'acquis historique – la base de clients ayant été acquis dans un contexte de quasi-monopole de la fourniture d'électricité –, des particularités des clients restant aux TRVE ou encore des effets d'échelle qui permettent de répercuter des coûts essentiellement fixes sur un portefeuille très large en comparaison avec les autres fournisseurs, 61 % des clients résidentiels étant fournis aux TRVE par EDF à fin mars 2024.

² Coût observé uniquement sur le résidentiel car sur le secteur professionnel le coût est affecté par la part de professionnel agissant sur un secteur non soumis à obligation CEE

³ Open data Construction [PRVG](#) CRE

- Les fournisseurs alternatifs souffrent d'un effet d'échelle défavorable par rapport à EDF sur plusieurs types de coûts (dont les coûts IT). En effet, EDF bénéficie d'un large portefeuille de clients historiques, et la plupart des coûts sont fixes ou avec des effets de seuil importants.
- Le portefeuille TRVE d'EDF a été acquis historiquement dans le cadre du monopole. Les coûts commerciaux affectés aux clients aux TRVE n'incluent donc pas de coûts d'acquisition de nouveaux clients alors que ces coûts font partie intégrante de l'activité d'un fournisseur. Toutes choses égales par ailleurs, et en particulier en considérant les effets d'échelle et la proportion de coûts d'acquisition ramenée aux portefeuilles des fournisseurs alternatifs, la méthodologie de calcul des coûts commerciaux aboutit à un coût unitaire EDF faible par rapport aux coûts encourus par les fournisseurs alternatifs. Pour rappel, les données relatives aux coûts d'acquisition ont été communiquées à la CRE le 6 septembre 2024 dans le cadre de son enquête sur les coûts commerciaux sur la période 2018-2023.
- Le « caractère plus passif » des clients des TRVE, tel qu'énoncé par la CRE, résulte en un taux de contact clients, moins importants pour EDF que pour les fournisseurs alternatifs, sans que cela soit lié à une efficacité plus importante d'EDF. Ces caractéristiques des clients des TRVE d'EDF contribuent à la sous-estimation des coûts de commercialisation intégrée aux TRVE. Le caractère plus passif des clients des TRVE résulte également en un taux d'attrition et un taux d'impayés plus importants pour les fournisseurs alternatifs⁴.
- La mise en place des politiques réglementaires telles que le bouclier tarifaire entraîne pour les fournisseurs des coûts opérationnels non pris en compte par les TRVE et qui ne sont jamais compensés. Ces coûts induits pour EDF ne semblent pas couverts dans la méthodologie. Leur impact sur les autres fournisseurs est en outre plus important en proportion du fait des effets d'échelle favorables mentionnés au point ci-dessus.
- La structure de couverture de ces coûts dans la méthodologie des TRVE, qui alloue les coûts à 50 % à la part fixe (en €/clients), et à 50 % à la part variable (en €/MWh), ne correspond pas au sous-jacent de ces coûts et induit un risque volume supplémentaire pour les fournisseurs. Les coûts d'acquisition et de gestion de la clientèle dépendent en effet davantage du nombre de clients que de leur consommation, puisque ces coûts se rapportent directement à des stratégies commerciales visant l'adhésion et non la consommation.

Pour les raisons évoquées ci-dessus, la méthodologie des TRVE basée sur les coûts commerciaux d'EDF résulte en un coût inférieur aux coûts atteignables pour les fournisseurs alternatifs.

⁴ E-CUBE (2018), Apport d'expertise E-CUBE au recours ENGIE devant le Conseil d'Etat – Fiche n°5 PART Calcul des coûts commerciaux.

E-CUBE (2018), Apport d'expertise E-CUBE au recours ENGIE devant le Conseil d'Etat – Fiche n°5 PRO – Calcul des coûts commerciaux.

Extrait article 5 Directive Européenne Marché de l'électricité

Extrait Article 5.4 [DIRECTIVE \(UE\) 2019/ 944](#)

Article 5

Prix de fourniture basés sur le marché

1. Les fournisseurs sont libres de déterminer le prix auquel ils fournissent l'électricité aux clients. Les États membres prennent des mesures appropriées pour assurer une concurrence effective entre les fournisseurs.
2. Les États membres assurent la protection des clients résidentiels vulnérables et en situation de précarité énergétique en vertu des articles 28 et 29 grâce à une politique sociale ou par d'autres moyens que des interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité.
3. Par dérogation aux paragraphes 1 et 2, les États membres peuvent recourir à des interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels vulnérables ou en situation de précarité énergétique. Ces interventions publiques sont soumises aux conditions énoncées aux paragraphes 4 et 5.
4. Les interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité:
 - a) poursuivent un objectif d'intérêt économique général et ne vont pas au-delà de ce qui est nécessaire pour atteindre cet objectif d'intérêt économique général;

158/144

FR

Journal officiel de l'Union européenne

14.6.2019

- b) sont clairement définies, transparentes, non discriminatoires et vérifiables;
- c) garantissent aux entreprises d'électricité de l'Union un égal accès aux clients;
- d) sont limitées dans le temps et proportionnées en ce qui concerne leurs bénéficiaires;
- e) n'entraînent pas de coûts supplémentaires pour les acteurs du marché d'une manière discriminatoire.
5. Tout État membre qui met en œuvre des interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité conformément au paragraphe 3 du présent article respecte également l'article 3, paragraphe 3, point d), et l'article 24 du règlement (UE) 2018/1999, que l'État membre concerné ait ou non un nombre significatif de ménages en situation de précarité énergétique.

Extrait Article 5.7 [DIRECTIVE \(UE\) 2019/ 944](#)

7. Les interventions publiques effectuées en vertu du paragraphe 6 respectent les critères énoncés au paragraphe 4 et:
 - a) sont assorties d'un ensemble de mesures permettant de parvenir à une concurrence effective et d'une méthode d'évaluation des progrès en ce qui concerne ces mesures;
 - b) sont fixées à l'aide d'une méthode garantissant un traitement non discriminatoire des fournisseurs;
 - c) sont établies à un prix supérieur aux coûts, à un niveau permettant une concurrence tarifaire effective;
 - d) sont conçues de façon à réduire au minimum tout impact négatif sur le marché de gros de l'électricité;
 - e) garantissent que tous les bénéficiaires de telles interventions publiques ont la possibilité de choisir des offres du marché concurrentielles et qu'ils sont directement informés, au moins tous les trimestres, de l'existence d'offres et des économies possibles sur le marché concurrentiel, en particulier en ce qui concerne les contrats d'électricité à tarification dynamique, et garantissent que ceux-ci bénéficient d'une assistance pour passer à une offre fondée sur le marché;
 - f) garantissent que, en vertu des articles 19 et 21, tous les bénéficiaires de telles interventions publiques ont le droit de disposer de compteurs intelligents installés sans frais préalables supplémentaires pour le client et se voient proposer une telle installation, sont directement informés de la possibilité d'installer des compteurs intelligents et bénéficient de l'assistance nécessaire;
 - g) ne se traduisent pas par des subventions croisées directes entre les clients fournis aux prix du marché libre et ceux fournis aux prix de fourniture réglementés.

