

Evolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

Date de la contribution : 27/09/2024

Introduction

3. Evolution des signaux tarifaires envoyés aux consommateurs

Question 1 : Avez-vous des remarques sur la méthode de calcul « d'empilement par option cible » envisagée par la CRE ?

EDF partage pleinement l'avis qu'il est nécessaire de pérenniser durablement l'attractivité relative de l'option Heure Creuse (HC) par rapport à l'option Base. En effet, la flexibilité obtenue par le signal heure pleine / heure creuse (HP/HC) est le socle majeur de la flexibilité aval, dont la généralisation à l'ensemble du marché de détail apparaît impérieuse et nécessaire comme facteur de réussite d'une transition énergétique de moindre coût.

Comme EDF a pu l'exprimer dans de précédentes consultations, EDF marque sa préférence pour la méthode « d'empilement par option cible » qui permet d'assurer qu'un client Base moyen paie le même prix que s'il était en option HC et que tout client Base pouvant consommer plus fortement en HC que la moyenne des clients Base ait intérêt à basculer en option HC. Cette méthode permet d'orienter naturellement et progressivement le marché de détail vers une généralisation de l'option HC – tout en permettant aux clients qui le peuvent de souscrire une option incluant une flexibilité au-delà du signal HP/HC.

L'efficacité de l'option HC pour conduire le client à activer sa flexibilité HP/HC dépend également du différentiel de prix entre les deux postes HP et HC. Ce différentiel de prix dépend des signaux de marché s'agissant des produits de marché liquides (produits Base et produits Peak essentiellement), et de la Price Forward Curve (PFC) pour la granularité horaire non couverte par ces produits. La PFC est calibrée sur un historique de prix. De fait, les périodes couvertes par les produits Peak et Offpeak ne correspondent plus du tout aux périodes de prix les bas et les plus hauts au sein de la journée (elles en sont même très éloignées) : notamment du fait de l'impact croissant de l'offre photovoltaïque en milieu journée, alors que le calendrier TURPE cherche à s'en rapprocher. Cette situation conduit à ce que le signal prix HP/HC du tarif dépende finalement davantage de la PFC que de la vision forward des prix donnés par les cotations de marché disponibles à date. Ceci a pour inconvénient d'introduire un délai de latence important dans la transmission des signaux de prix de marché dans le signal tarifaire HP/HC, en lien avec la profondeur d'historique de prix spot utilisée. Pour permettre au TRVE de refléter de façon plus actuelle les signaux de prix du marché, dans un contexte où la forme des prix évolue structurellement, il conviendrait d'instruire, au-delà du seul TRVE, l'adaptation des produits de marché de gros à terme pour mieux rendre compte des différences de prix futures entre les heures les moins chères et les heures les plus chères au sein de la journée.

Les travaux en cours sur l'évolution des plages d'heures creuses dans le cadre du TURPE 7 et d'un meilleur placement de ces plages à des moments où le système électrique est le moins tendu et l'électricité la plus abondante et la moins chère est de nature à renforcer le signal prix en différentiel entre les heures pleines et les heures creuses et à améliorer son caractère incitatif et peuvent s'inscrire naturellement dans la méthode d'empilement sur option cible.

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 ?

Comme EDF a pu l'exprimer dans de précédentes consultations, la méthode par fixation d'un « ratio d'équilibre cible » est intéressante dans la mesure où elle permet d'organiser de façon progressive le passage de la méthode actuelle à la méthode sur option cible, en donnant la possibilité de fixer un ratio cible qui permettrait de converger progressivement vers celui donné par l'option cible. Cependant, comme méthode pérenne, l'option sur ratio d'équilibre cible ne permet pas de refléter l'impact des évolutions de prix d'approvisionnement sur l'équilibre des options Base et Heures Creuses.

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 ? 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 ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

EDF partage pleinement l'avis qu'il est nécessaire de veiller à la stabilité des signaux tarifaires.

Néanmoins, pour 2025, il ne nous semble pas que la méthode sur option cible donne une structure de grilles tarifaires si différente de l'actuelle pour qu'il soit nécessaire d'utiliser une méthode par homothétie ou ratio d'équilibre cible. Dans le cas où la CRE le jugerait nécessaire, cela ne devrait s'envisager que de façon transitoire en se rapprochant du résultat visé avec la méthode par option cible en 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 ?

Dans un souci de veiller à la stabilité des signaux tarifaires, essentielle pour le maintien dans la durée d'un portefeuille d'effacement, EDF est favorable à une évolution progressive du niveau de Tempo dès 2025, dans l'optique de viser à terme une meilleure cohérence tarifaire entre Tempo et les autres options. Cette cohérence devrait viser notamment à ce qu'un client qui ne s'efface pas n'ait pas de gain, voire un léger surcoût, à souscrire Tempo plutôt que l'option HC et qu'un client qui s'efface d'au moins un certain niveau, bénéficie d'un gain à souscrire Tempo plutôt que l'option HC.

Cette évolution de l'option Tempo s'inscrit dans le principe de fixation du niveau du tarif, à la maille de la catégorie tarifaire, par empilement des coûts visés à l'article R. 337-19. Le passé récent a montré que le portefeuille TRVE peut évoluer rapidement, notamment du fait de choix d'attractivité relative de la CRE. Lorsque ces évolutions sont prévisibles et volontaires, comme dans le cas de Tempo, retenir une hypothèse de mix portefeuille d'options du passé pour fixer le niveau des TRVE futurs présente un biais qui peut aboutir à construire un TRVE dont il est certain par avance que la somme des recettes ne couvre pas la somme des coûts. Il est donc crucial que l'évaluation ex-ante des coûts de l'empilement à chaque mouvement tarifaire prenne en compte la meilleure vision possible du mix portefeuille sur l'horizon pour lequel les coûts d'approvisionnement sont évalués (par exemple pour la catégorie Bleu Résidentiel : poids de chaque option Base/HC/EJP/Tempo et profil saisonnier de consommation prévisible des clients avec prise en compte de leurs profils distributeur pour l'infra-journalier).

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 ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

S'agissant d'une option dont l'extinction sur les puissances souscrites considérées est effective depuis déjà une période longue, cette suppression correspond à un geste de rationalisation raisonnable pour la bonne tenue des grilles tarifaires, une option en extinction n'ayant pas vocation à perdurer sur une longue durée.

Sur le plan technique et opérationnel, et sans viser à l'exhaustivité, il nous semble qu'il existe de possibles cas de clients non équipés d'un compteur Linky qui devraient nécessiter un changement de compteur. Il conviendrait de les identifier avec Enedis, notamment si des conditions techniques particulières empêchaient l'installation d'un compteur Linky. Pour traiter ces cas a priori marginaux, il serait nécessaire de prévoir une solution de repli, par exemple un abaissement de la puissance souscrite à un niveau qui resterait encore ouvert à la souscription.

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 ?

Pas de réponse à apporter de la part d'EDF.

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 ?

Défavorable

Commentaire :

Comme indiqué en Question 1, il nous semble primordial que les prix des options Base et HC donnent les signaux effectifs d'incitation à choisir l'option HC et à mieux placer ses consommations. EDF a communiqué à ses clients l'intérêt de souscrire à l'option HC, à l'occasion de deux campagnes, la dernière en date ayant été conduite de mai à août 2024, en continuité avec une campagne similaire conduite fin 2022. Les éléments de communication visaient plus précisément à :

- inciter les clients base y ayant intérêt à basculer vers l'option HC ;
- rappeler les bons gestes aux clients en option HC qui consomment moins que le point de rentabilité ;
- conforter les clients en option HC qui les utilisent bien.

Dans la mesure où ces conditions d'incitation et de sensibilisation seraient bien remplies, mettre en extinction l'option Base pour davantage de puissances souscrites ne nous semble pas une mesure de première urgence ni même présenter une utilité avérée. La méthode par option cible permet d'organiser plus naturellement et de manière progressive la transition du marché de détail vers une généralisation de l'option HC. A noter qu'il existera des cas de clients qui ne disposent pas d'une flexibilité suffisante pour choisir l'option Heure Creuse et dont la bascule vers cette option n'aurait que peu d'effet si ce n'est une facture individuellement plus fidèle au coût de leur approvisionnement. Pour ces clients, il est par ailleurs possible que l'extinction limitée aux seuls TRVE ne les conduise tout simplement à renoncer au TRVE et à souscrire une option Base disponible sur le marché plutôt que de souscrire à une option Heure Creuse, ce qui n'aurait alors aucun effet positif sur le système électrique.

A ce titre nous considérons que, si une mesure d'extinction de l'option Base devait être retenue pour certaines catégories de puissance afin d'accélérer l'adaptation de la flexibilité HP/HC au rythme de la transition énergétique, alors elle devrait être également mise en œuvre simultanément pour l'ensemble des offres sur le marché résidentiel.

Si la CRE maintenait son intention de procéder à une extinction sur le seul périmètre des TRVE en faisant l'hypothèse que cette extinction conduirait à des déplacements sur l'option HC sans inciter les fournisseurs à mettre également dans le même temps en extinction leurs options à prix unique, il nous semble alors indispensable de se limiter à la classe 15 kVA dans un premier temps. A l'issue d'un retour d'expérience après au moins 1 an, permettant de confirmer que l'extinction a produit les effets recherchés, l'extinction sur des classes de puissances plus faibles pourrait être envisagée de manière plus robuste. Il conviendrait en particulier de mettre en place sur la période des indicateurs de suivi des reports de souscriptions vers des options HC (avec le cas échéant une analyse des évolutions effectives de consommation) ou vers des options Base en offre de marché.

En revanche, compte tenu des profils de consommation nette très spécifiques des clients en autoconsommation individuelle et collective ainsi que des clients disposant de plusieurs fournisseurs et ne consommant qu'à certains moments au TRVE, la souscription d'une option Base n'est pas adaptée et ne devrait donc pas pouvoir être souscrite ou conservée pour ces clients.

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 ? et d'envisager à terme une suppression ?

Comme indiqué dans notre réponse à la question 7, une première étape limitée à la classe 15 kVA seulement et un bilan avant extension de la mesure aux 9-12 kVA nous semble nécessaire.

Dans tous les cas, les bilans devront s'attacher à vérifier que l'impact attendu est réellement constaté (basculement des souscriptions en option HC et déplacements effectifs de consommations). En cas d'effet insuffisamment démontré, une mesure législative devrait être considérée pour contraindre également les offres

de marché. A défaut, la réouverture éventuelle de ces options devra rester possible.

De façon générale, EDF est favorable à ne pas conserver trop longtemps des options en extinction et de les supprimer après un certain délai. La fixation de ce délai dès aujourd'hui semble prématuré compte tenu des incertitudes sur les effets de la première mesure de mise en extinction.

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 ?

Les offres de marché, dont le format est essentiellement tiré par les besoins des clients, proposent déjà aujourd'hui des structures qui n'existent pas dans le TRVE (offres week-end, etc.). Le format de l'option Base répond au souhait de simplicité de certaines catégories de clients du marché résidentiel, il est donc possible voire probable que des offres à prix unique continuent à être proposées par des fournisseurs.

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 ?

Favorable

Commentaire :

L'option Base répond à une attente forte de simplicité pour une part importante des consommateurs. Cesser totalement de répondre à cette attente dans le TRVE, notamment pour les petites puissances, serait une orientation excessive, et par ailleurs inutile pour le système électrique si cette attente continue à être satisfaite par des offres de marché.

EDF accueille toutefois favorablement l'expérimentation de nouveaux formats d'offres au sein du TRVE résidentiel et souhaite pouvoir définir les modalités de cette expérimentation avec la CRE dès que possible. Dans un premier temps, la réalisation d'une enquête clients approfondie nous paraît constituer une étape préalable importante au lancement de l'expérimentation proprement dite, afin d'en définir les orientations de façon la plus adéquate et optimale possible, dans l'objectif d'exploiter au mieux les flexibilités propres aux clients en regard des besoins du système électrique.

Lors du cadrage, un regard particulier devra être porté aux conditions d'éligibilité à l'expérimentation, afin que ses modalités préservent l'égalité de traitement entre les consommateurs. EDF identifie d'ores et déjà que cette expérimentation ne pourra concerner que les clients équipés d'un compteur communicant.

EDF recommande dans un premier temps de limiter cette expérimentation à la métropole continentale et de travailler sur les conditions d'une éventuelle expérimentation en ZNI, dont les caractéristiques locales, telles que les saisons et les usages notamment, diffèrent de la métropole continentale. Les résultats de cette expérimentation devraient être considérés avec la plus grande prudence s'agissant de leur éventuelle extrapolation aux ZNI. L'impact sur les charges de services public devra également être analysé.

Question 11 : Voyez -vous d'autres évolutions permettant de mobiliser la flexibilité des consommateurs du secteur résidentiel ?

Les flexibilités consistant pour un client à agir sur sa consommation sur les heures de pointe et d'éventuelles heures super-creuses d'une part et à placer ses consommations sur un calendrier d'heures creuses d'autre part, sont différentes, parfois complémentaires, mais pas nécessairement contradictoires l'une avec l'autre.

Proposer un signal incitatif de type Heure de Pointe dans l'option Base, en coexistence avec une option Heure Creuse qui ne le proposerait pas, pose à terme un risque de cannibalisation d'une incitation à la flexibilité par l'autre. En effet, la flexibilité Heure de Pointe pourrait être économiquement plus ou moins avantageuse que la flexibilité Heure Creuse selon certaines conditions économiques. Une telle situation pourrait conduire à ce que la flexibilité Heure de Pointe se développe au détriment de la flexibilité Heure Creuse, alors même que ces deux flexibilités peuvent se combiner et s'ajouter. Une telle situation pourrait conduire au risque de constater que certains clients préfèrent délaissé l'option Heure Creuse (et les asservissements associés), pour l'option Base –

Pointe au motif d'une meilleure rémunération de cette deuxième flexibilité, alors même que la flexibilité Heure Creuse reste un facteur clé de la flexibilité de la consommation en France, appelé à se développer avec l'essor de nouveaux usages pilotables (véhicules électriques notamment).

Pour éviter cette situation, et dans le cas où la phase d'expérimentation conclurait à l'efficacité d'un signal incitatif Heure de Pointe (et heure super-creuse), il conviendrait d'étudier de décliner cette flexibilité conjointement dans l'option Base et l'option Heure Creuse, qui serait chacune déclinée en deux options : Base (1 poste) et Base-Pointe (2 postes ou 3 postes si association avec des heures super creuses), Heure Creuse (2 postes) et Heure Creuse-Heure de Pointe (3 postes ou 4 postes si association avec des heures super creuses).

Dans la mesure où l'expérimentation permet d'ouvrir d'autres voies, les options suivantes pourraient également être considérées, au moins pour les puissances élevées et en veillant à limiter la complexité à un niveau raisonnable :

- Des heures de pointe Hiver systématiques pourraient rendre difficile d'entretenir un engagement quotidien dans la durée, avec des différences de prix limitées du fait du caractère non systématique des tensions sur l'équilibre du système électrique tout au long de l'hiver. Une option alternative plus dynamique, concentrée sur quelques jours de l'hiver, pourrait être de nature à rendre l'effort plus acceptable et mobilisateur pour un plus grand nombre de clients. Dans ce cadre, l'expérimentation d'une option heure de pointe et creux mobile pourrait répondre précisément au besoin d'inciter à la flexibilité sur la pointe hiver, tout en la focalisant sur les jours les plus tendus et en proposant l'équivalent sur les heures creux mobile sur les heures où le système électrique est le plus détendu. Cela permettrait d'améliorer le caractère incitatif du prix Pointe, tout en réduisant l'effort d'effacement des clients aux seuls jours qui le nécessitent réellement (dans la limite d'un nombre de jours maximum défini en amont, sans qu'il soit nécessaire d'atteindre ce maximum), et donc d'améliorer le potentiel d'effacement.
- Dans le cas où l'option base-pointe serait effectivement proposée, un levier d'adhésion des clients pourrait être d'organiser une restitution sous forme de bonus des gains permis par les effacements en heures de pointe ou les décalages de consommations en heures super creuses effectifs du client.
- Enfin, une option du TRV à 4 postes de prix, calqués sur les 4 postes de prix du TURPE pourrait utilement être expérimentée.

La confirmation ou l'invalidation de ces différentes variantes et possibilités par une enquête client approfondie nous paraît être une étape préalable importante au lancement de l'expérimentation proprement dite, afin d'en définir les orientations de façon la plus adéquate et optimale possible, dans l'objectif d'exploiter au mieux les flexibilités propres aux clients, en regard des besoins du système électrique.

Concernant les ZNI, EDF souligne la nécessité de mobiliser la flexibilité au meilleur moment pour le système et donc potentiellement sur des plages horaires différentes de la métropole continentale. Ainsi, EDF pense pertinent d'expérimenter des heures super creuses en journée dans le cadre du tarif HPHC en ZNI. Ces heures super creuses auraient l'intérêt de :

- renforcer l'incitation tarifaire ;
- favoriser la recharge des véhicules électriques en journée plutôt que la nuit (ce qui va être essentiel dans les ZNI où les coûts de production resteront assez élevés la nuit) ;
- concentrer l'incitation sur les heures véritablement les plus intéressantes vu du système.

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 ?

EDF considère qu'il est opportun qu'une option du TRV reste disponible pour chaque client au regard de ses besoins et de sa capacité à adapter sa consommation.

Ainsi, si les résultats de l'expérimentation de la nouvelle option étaient concluants, il serait souhaitable de la proposer sans nécessairement remplacer l'option Base dans son format actuel à 1 poste de prix, tout en veillant à assurer la cohérence de la structure de prix entre ces deux options, après analyse approfondie des résultats de l'expérimentation.

Dans ce cas également, comme évoqué en question 11, il pourrait être également envisagé de décliner ce nouveau

4. Méthode de construction des TRVE pour les sites souscrivant des puissances supérieures à 36 kVA

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 ?

Favorable

Commentaire :

Il nous semble raisonnable par défaut d'utiliser les profils ENT1 et ENT3 sur 2025 en attendant de pouvoir s'appuyer sur des profils constatés.

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 ?

Favorable

Commentaire :

Nous sommes favorables à l'utilisation d'un profil unitaire construit en utilisant les consommations du portefeuille des consommateurs souscrivant aux TRVE sup 36 kVA, pour chacune des deux catégories basse tension sup 36 kVA et haute tension respectivement, à partir du moment où ces données seront disponibles et rendues publiques.

En effet, la méthode de construction par empilement doit refléter les coûts générés par les clients du TRVE dans chaque catégorie tarifaire. Ceci permet de garantir dans la durée que ces clients au TRVE, quelles que soient les spécificités de leurs profils de consommation, paient un prix qui reflète le coût qu'un fournisseur devrait supporter pour leur fourniture.

Il doit ainsi nécessairement être écarté de retenir les caractéristiques de tous les clients France de la catégorie pour établir les coûts d'approvisionnement d'une catégorie tarifaire donnée du TRVE. En effet, le maintien de l'appréciation de cette brique sur le périmètre des seuls clients au TRVE de la catégorie est la plus à même de rapprocher le TRVE des coûts effectivement encourus pour ladite catégorie dans le TRVE.

Retenir un périmètre France conduirait à un risque d'effet de sélection aboutissant à ce que le coût d'approvisionnement des clients au TRVE devienne supérieur au coût d'approvisionnement moyen de la même catégorie à la maille France et donc à ce que les clients TRVE paient un prix inférieur aux coûts générés par leur profil de consommation.

Question 15 : Êtes-vous favorable aux postes horosaisonniers envisagés par la CRE pour les tarifs en basse tension sup 36 kVA ?

Favorable

Commentaire :

Pour la catégorie basse tension sup 36 kVA, nous sommes favorables à une structure tarifaire en 4 postes horosaisonniers alignés sur les postes du TURPE et déclinée en versions distinctes alignées sur les FTA du TURPE accessibles à cette catégorie de client : CU pointe fixe et LU pointe fixe.

Par ailleurs, afin de ne pas reproduire cette situation d'anomalie de clients souscrits en tarif basse tension sup 36kVA avec une puissance souscrite inférieure au seuil minimal, il nous semble important de préciser qu'un client basse tension ayant souscrit au tarif sup 36 ne peut diminuer sa puissance maximale souscrite à une valeur

inférieure à 37 kVA, à moins de changer de raccordement et de souscrire au tarif Bleu.

A ce titre, EDF veillera à ce que lors des souscriptions et avenants (changements de puissance souscrite notamment) de clients BT sup36 kVA, la puissance maximale souscrite soit supérieure strictement à 36kVA.

EDF suggère enfin de lancer une instruction pour qu'une solution soit trouvée pour traiter le stock actuel de client Jaune Inf36kVA.

Question 16 : Êtes-vous favorable aux postes horosaisonniers envisagés par la CRE pour les tarifs haute tension ?

Favorable

Commentaire :

Pour la catégorie haute tension, nous sommes favorables à une structure tarifaire en 5 postes horosaisonniers alignés sur les postes du TURPE et déclinée en versions distinctes alignées sur les FTA du TURPE accessibles à cette catégorie de client : Courte Utilisation pointe fixe et Longue Utilisation pointe fixe.

Nous proposons en cohérence la mise en extinction de l'option EJP du tarif Vert existant, à compter du 1^{er} février 2025. EDF reste par ailleurs tout à fait favorable à la possibilité d'offres à pointes mobiles dont le format pourra être étudié ultérieurement.

Il nous semble possible, et même souhaitable à des fins de simplification, qu'à terme, la grille tarifaire haute tension soit unique (la même quelle que soit la puissance souscrite), et donc de fondre le tarif Vert actuel dans la grille haute tension. Cela impliquerait la suppression de l'option EJP. S'agissant des versions actuelles du Tarif Vert devenues caduques, il serait nécessaire d'organiser leur mise en extinction et à terme leur suppression. Il sera ainsi nécessaire de définir des options « par défaut » pour transférer les clients encore en option EJP, ou dans les versions des tarifs Vert devenues caduques et supprimées, vers l'option du tarif HTA en vigueur, dans la version correspondant à leur FTA souscrite.

Les clients en Tarif Vert avec majoration borne poste (en extinction) devraient basculer vers les nouvelles grilles HTA, mais avec continuation de la majoration borne poste.

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 ?

Favorable

Commentaire :

Nous sommes favorables à la proposition de la CRE d'employer une méthode de calcul identique pour les TRVE sup 36 kVA et inf 36kVA pour la composante énergie (y.c compris la gestion de l'évolution du coefficient de bouclage au 31 août 2023).

Concernant l'abonnement, EDF souligne la nécessité, au moins pour le 1/2/25, de garder une unique composante d'abonnement en €/kW/an, comme dans les tarifs actuels, et en €/kVA/an, comme dans les tarifs jaunes actuels. D'autres formats d'abonnement (par exemple combinaison d'€/an et d'€/kW/an ou €/kVA/an) mettraient en risque la mise en œuvre opérationnelle au 1^{er} février 2025. EDF exprime également le souhait que cette prime fixe (ainsi que toute autre majoration ou minoration) soit arrondie à un multiple de 12 c€/an, afin d'être en mesure de l'intégrer dans une facturation mensualisée.

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 ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

1. S'agissant des composantes de gestion et de soutirage

S'agissant de la composante de gestion, EDF n'a pas de remarque, si ce n'est, en cohérence avec la réponse apportée à la question 17, qu'elle devra être répercutée en €/kVA/an pour les TRV BTsup36 et en €/kW/an pour les TRV HTA, tout au moins au 1/2/25.

S'agissant de la composante de comptage : la CRE propose de l'intégrer dans la grille du TRV alors qu'actuellement cette composante est facturée séparément, sur la base d'un flux Enedis. La méthode actuelle à laquelle EDF est attachée présente l'avantage incontestable de permettre de gérer de façon optimale et générique l'ensemble des cas possibles, tant de clients disposant d'un seul comptage (cas majoritaire) que de clients qui ont plusieurs compteurs (cas des compteurs de secours). En l'état actuel, chaque client supporte la composante de comptage adaptée aux caractéristiques précises de son installation, principe auquel EDF est attaché, et qui reflète les conditions qu'un client observerait en souscrivant une offre de marché (à TURPE dissocié sur le segment concerné).

EDF souhaite donc que la composante de comptage reste traitée de la même façon qu'elle l'est aujourd'hui dans le tarif et en l'état actuel également des flux Enedis. S'écarter de ces dispositions mettrait EDF en risque de ne pas être prêt pour l'échéance du 1^{er} février 2025. En effet intégrer la composante de comptage aurait des impacts importants qu'il conviendrait d'instruire, avec des délais et coûts d'implémentation supplémentaires, dont un besoin de faire évoluer le flux Enedis sans lequel le risque de double facturation de la composante de comptage serait important (au titre de la grille TRV et au titre du flux Enedis). Une solution de dernier recours pourrait être d'intégrer une composante de comptage moyenne dans la grille TRV reflétant la proportion de clients en portefeuille avec plus d'un compteur, mais cette solution outre qu'elle dégraderait la qualité de l'empilement tarifaire par rapport à la situation actuelle.

Règle de pérennité :

Le TRV est un contrat unique à TURPE intégré, qui coexistera, sur le segment sup 36 kVA, avec des offres de marché en contrat unique à TURPE dissocié. La CRE envisage dans ce contexte un découpage du TRV en versions répliquant le découpage en formule tarifaire d'acheminement (FTA), ce à quoi EDF est favorable (cf. question 15 et 16).

En application de cette méthode, la composante TURPE sous-jacente à chaque option des TRV basse tension sup 36 kVA et haute tension devrait être déterminée selon la formule tarifaire d'acheminement affectée à l'option (au lieu d'une composante TURPE optimisé moyenne telle que calculée pour les catégories Bleu).

Pour assurer un cadre de cohérence complet autour de cette méthode, il serait nécessaire de répliquer le délai de latence des 12 mois d'un client dans la formule tarifaire d'acheminement par un délai de latence analogue de 12 mois dans chaque version tarifaire dont la composante TURPE est évaluée selon une FTA affectée. Ce délai de latence dans la version tarifaire n'obère en aucune manière la faculté pour le client de sortir du TRVE, mais simplement la possibilité de changer de version à l'intérieur du TRVE.

A cette fin, il nous semble utile que la CRE précise, le cas échéant, les délais de latence dans la version tarifaire en cohérence avec la méthode d'évaluation de cette composante qu'elle retiendra in fine.

2. S'agissant des autres composantes

Composante de dépassement de puissance souscrite :

Concernant la grille TRV HTA, EDF considère qu'il n'est plus justifié d'appliquer des frais de dépassements de puissance souscrite qui ne soient pas calqués sur le TURPE HTA en vigueur. EDF propose donc de répercuter strictement les frais de dépassements de puissance souscrite facturés par le GRD, calculés selon la formule illustrée en figure1 ci-joint.

Il conviendrait également de s'assurer que ces 6 coefficients, s'ils sont repris dans la délibération CRE et au Journal Officiel, restent bien alignés sur les valeurs du TURPE en vigueur.

Concernant la grille TRV BT Sup 36, EDF n'a pas de remarque tant que la valeur unitaire reste sous le même format qu'actuellement dans le Tarif Jaune, et alignée sur la valeur du TURPE en vigueur.

Minoration ou majoration selon le niveau de tension de raccordement effectif (TRV haute tension) : pas de commentaire, nécessaire pour couvrir les cas de clients au Tarif Vert actuel dont la tension de raccordement effective est BT.

Composante d'énergie réactive (TRV haute tension) : EDF n'a pas de remarque tant que la valeur unitaire reste sous le même format qu'actuellement dans le Tarif Vert, et alignée sur la valeur du TURPE en vigueur.

Coefficients de puissance réduite : ces coefficients dépendent notamment de la FTA, il conviendrait donc en cohérence de les décliner dans le TRV selon la version tarifaire.

3. S'agissant des cas des autoconsommateurs individuels et collectifs

Concernant la majoration ou minoration annuelle de la prime fixe applicable aux autoconsommateurs, EDF recommande de dissocier les majoration/minoration en gardant le prix initial de la grille du TRV en y ajoutant des lignes supplémentaires spécifiques correspondant à ces majoration/minoration. Cette approche présente l'avantage de pouvoir gérer de manière facilitée l'ensemble des configurations possibles pour les clients en autoconsommation individuelle ou collective, avec ou sans injection.

Cette solution permettrait à un client devenant autoconsommateur de conserver son offre initiale, tout en se voyant appliquer une ligne spécifique de majoration ou de minoration sur sa prime fixe ou sur le prix de l'énergie. Cette démarche serait mise en œuvre sans nécessiter de bascule d'offre ni de changement de grille, évitant ainsi des délais supplémentaires et des contraintes liées à des ajustements contractuels.

Autoconsommation individuelle avec injection : EDF propose que la majoration de la prime fixe soit exprimée en €/kW/an, à l'image de la grille Vert actuelle, ou en €/kVA/an pour les installations BT supérieures à 36 kVA.

Autoconsommation collective : EDF préconise une gestion des clients concernés selon le principe suivant : lors de la souscription, le client est initialement placé sur la grille TRV sans autoconsommation collective. Par la suite, à réception des informations d'Enedis signalant l'entrée en autoconsommation collective, une majoration/minoration est appliquée au client sur sa facture.

Toutefois, quelle que soit la modélisation choisie, **EDF ne sera pas en mesure de gérer ces cas de manière automatique dès le 1^{er} février 2025.**

$$CMDPS = \sum_{i=1}^5 CP \cdot b_i \cdot \sqrt{\sum (\Delta P_i)^2}$$

$$\text{Soit : } CMDPS = CP * (b_{\text{pointe}} * \sqrt{\sum (\Delta P_{\text{pointe}})^2} + b_{\text{HPH}} * \sqrt{\sum (\Delta P_{\text{HPH}})^2} + b_{\text{HCH}} * \sqrt{\sum (\Delta P_{\text{HCH}})^2} + b_{\text{HPB}} * \sqrt{\sum (\Delta P_{\text{HPB}})^2} + b_{\text{HCB}} * \sqrt{\sum (\Delta P_{\text{HCB}})^2})$$

Avec :

- CP=0,04 pour le TURPE 6 HTA
- b_i : coefficient pondérateur de la puissance (€/kW/an) correspondant à la FTA de la grille et au poste horosaisonnier considéré

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 ?

Ni favorable, ni défavorable

Commentaire :

Nous n'avons pas d'opposition à la proposition de retenir comme référence de coûts commerciaux des TRVE sup 36 kVA une composante de coût unitaire (€/MWh) égale à celle qui sera évaluée pour 2025 pour les TRVE bleu non

résidentiel (égale à 15,5 €/MWh hors CEE et hors contrepartie financière dans le TRV en vigueur en 2024). Conformément à la méthodologie en vigueur sur le TRVE pour les sites de puissance Inf 36 kVA, les coûts commerciaux intégrés au calcul de l'empilement seront in fine les coûts réellement exposés par EDF en 2025 sur ce périmètre de clients, avec la nécessité d'y intégrer les coûts de développement et de préparation exposés en 2024 en amont des premières souscriptions.

Bien qu'il soit très difficile de les estimer à l'avance compte tenu des incertitudes et de la spécificité de ces clients qui ne sont pas isolés dans les systèmes de pilotage de l'entreprise, EDF est à la disposition de la CRE pour proposer une évaluation prévisionnelle afin de limiter les décalages temporels de couverture des coûts et donc la taille du rattrapage en 2026 (positif ou négatif).

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 ?

Favorable

Commentaire :

Pour 2025, nous partageons le constat selon lequel rattraper le volume de lissage des enchères de capacité passées à la prochaine enchère de capacité expose au risque que le rattrapage de ce volume soit réalisé à un prix différent (supérieur ou inférieur) de la moyenne des enchères passées. En conséquence, il nous semble raisonnable de considérer un lissage sur les enchères de capacité sur la période proposée par la CRE.

Pour 2026, nous partageons également le constat dans le cadre actuel du mécanisme qui prévoit une extinction du mécanisme dans sa forme actuelle à mi-année. Dans ce cadre, le volume de capacité à lisser devrait être établi sur l'obligation de capacité telle qu'évaluée sur la période résiduelle d'application du mécanisme actuel en 2026.

Pour le reste de l'année 2026 et au-delà, les modalités du mécanisme en substitution du mécanisme de capacité actuel ne sont pas encore connues mais devront être répercutées. EDF suggère que les modalités de cette répercussion soient définies ultérieurement.

5. Autres évolutions concernant la méthode de fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité

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 ?

Favorable

Commentaire :

EDF est favorable à une date d'évolution des TRVE au 1^{er} janvier dans le cadre de la fin de l'ARENH, tout en conservant une période de lissage de 24 mois.

Pour une modification de la date d'évolution dès le mouvement tarifaire de janvier 2026, il conviendrait de prendre en compte dans l'évaluation des coûts d'approvisionnement énergie l'impact du raccourcissement de la période de lissage d'un mois à compter de la décision de changement de calendrier (exclusion du mois de décembre 2025 le cas échéant).

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 ?

Favorable

Commentaire :

La proposition de la CRE implique que le fournisseur puisse approvisionner la totalité des volumes sur EEX et au prix du best asked price. Cette proposition implique deux hypothèses :

- La performance d'un fournisseur efficace sur les marchés : la proposition implique que l'approvisionnement soit réalisé systématiquement au best asked price. Il nous semble qu'un fournisseur efficace devrait être en mesure d'approvisionner sa position à un prix globalement moins défavorable que le best asked price
- La liquidité sur les fenêtres de settlement EEX : la proposition implique que l'intégralité de l'approvisionnement puisse être réalisé durant la fenêtre de settlement EEX. Cependant, celle-ci n'est pas nécessairement suffisante pour pouvoir approvisionner tous les volumes nécessaires, conduisant le fournisseur à nécessairement agir sur les marchés de gré à gré.

Ainsi, il nous semble que le fournisseur doit recourir au marché de gré à gré, dans une logique de réplication de l'indice des prix d'EEX. En espérance, il n'y a pas de biais entre les prix EEX et OTC, mais en raison de la volatilité infra-journalière des prix, le fournisseur est exposé à un risque quant à l'efficacité de la réplication de l'indice EEX sur les marchés OTC, qui in fine peut ne pas être réalisée à coût nul.

De plus, le spread bid-ask, s'il peut se constater sur la couverture du ruban (sous les conditions précédemment évoquées), se constate également sur la couverture de la forme et notamment les opérations de rééquilibrage en achat et revente des produits de granularité les plus fines au fur et à mesure de leur apparition sur les marchés pour ajuster l'approvisionnement au plus près de la consommation du portefeuille de client. Ces opérations de rééquilibrage du portefeuille nécessitent des achats / reventes sur les marchés qui, chacune, expose le fournisseur au spread bid-ask.

Les produits standardisés EEX sont des produits à livraison financière. Un fournisseur d'énergie a besoin d'une livraison physique en vue de l'approvisionnement effectif de son portefeuille de consommation. Le prix des produits à livraison physique peut s'écarter des prix des produits à livraison financière, traduisant l'engagement supplémentaire pour une contrepartie à livrer des volumes d'électricité plutôt qu'un simple règlement financier. L'écart de prix entre livraison physique et livraison financière s'est notamment accru pendant la période 2022-2023.

Ainsi, considérant les frais de réplication d'indice EEX sur le ruban sur le marché de gré-à-gré, le spread bid-ask sur les opérations de rééquilibrage infra-annuel des couvertures pour l'adapter à la forme de consommation du portefeuille clients, ainsi que le spread physique-financier, EDF évalue un coût global de cette brique se rapprochant de la valeur de 1 €/MWh exprimée par la CRE.

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 ?

cf réponse à la question 22.

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 ?

Il nous semble nécessaire de prendre en compte les coûts de portage associés à l'initial margin. Ce montant d'appel de marge est déterministe et s'applique de façon systématique sur l'ensemble des volumes approvisionnés sur EEX. S'agissant des éventuelles transactions de gré à gré, les initial margin ne s'appliquent pas nécessairement, cela dépend de la réglementation de marché applicable aux contreparties ou de leur choix éventuel d'opter pour une compensation centrale de leurs dérivés négociés de gré à gré. Il conviendrait donc d'introduire un coefficient de pondération permettant de refléter la proportion de transactions du fournisseur répliquant le TRVE effectivement sujettes aux initial margin. Le coût de portage de l'initial margin est évalué en appliquant la différence entre le taux auquel la chambre de compensation rémunère les dépôts qu'elle reçoit au titre de l'initial margin et le taux de financement à court-terme du fournisseur.

La variation margin quant à elle dépend de l'écart relatif entre le prix lissé et le prix de marché et fluctue en continu en fonction de leur évolution. Son coût de portage est donc également fluctuant, tant durant la période de

lissage pour une année de livraison donnée, que considérant le coût associé d'une année de livraison à l'autre. Il peut être positif (appels de marges versés) comme négatif (appels de marges reçus). Évaluée de façon ex ante, la variation margin est nulle en espérance et son coût de portage associé nul au premier ordre. De ce fait, et dans une optique de stabilité du TRVE, nous ne considérons pas qu'il soit judicieux d'intégrer un coût de portage associé à la variation margin dans le TRVE.

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 ?

EDF évalue les risques quantifiables suivants :

- Aléa de consommation liée à la thermosensibilité : nous évaluons ce risque prenant compte de gradient de consommation et de température seuil pour le chauffage en hiver, la climatisation en été et une corrélation entre les prix et les températures.
- Aléa de consommation non lié à la thermosensibilité : nous évaluons ce risque prenant compte d'un aléa de consommation non corrélé aux prix et à la température
- Aléa de portefeuille durant l'année de livraison : nous évaluons ce risque prenant compte d'un aléa de trajectoire des clients sur la période considérée. S'agissant de l'aléa portefeuille constaté durant la période de lissage, il est constaté sur la base de l'approvisionnement effectivement réalisé en amont de la période de livraison.
- Aléa de prix sur la couverture de la forme de consommation (ou risque de « cascading ») : nous évaluons ce risque prenant compte d'un aléa prix sur les produits de granularité fine au fur et à mesure que leur liquidité suffisante sur les marchés permet d'accéder pour ajuster les approvisionnements à la forme de consommation du client
- Les frais et risques d'accès marché, évoqués aux questions 23 et 24 ;
- Le risque associé à la gestion du périmètre d'équilibre et aux erreurs de prévision en J-1 ;

S'agissant des risques non quantifiables, les risques cyber, juridiques et réglementaires nous semblent être également des risques significatifs auxquels sont exposés les fournisseurs.

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 fixe le niveau de la rémunération normale à partir d'un benchmark des marges de fournisseurs d'énergie européens comparables portant sur plusieurs années et qui avait été réalisé dans le cadre de sa proposition tarifaire du 13 juillet 2016. Ce niveau est ensuite réparti en structure entre les différentes options des TRVE via des clés fournies par les quantiles de risques.

La CRE a défini dans sa délibération n° 2023-03, le niveau de la brique de l'empilement relative à la rémunération normale comme étant fixé à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages, en cohérence avec le benchmark de 2016. Par ailleurs, la valorisation de l'espérance des risques quantifiés est intégrée aux coûts d'approvisionnements du TRVE.

Pour 2024, cette méthode conduit à retenir une rémunération normale de 4,12 €/MWh pour la catégorie Bleu Résidentiel, en considérant une espérance des risques quantifiés nulle (hors thermo-sensibilité) alors même que certains risques ont une espérance de coût non nulle (notamment du fait de l'accroissement des clients en périodes de hausses de prix et la baisse en miroir dans les périodes de baisses des prix, générant des pertes pour le fournisseur dans les deux cas).

Nous évaluons à un niveau un peu supérieur (chiffre communiqué par ailleurs à la CRE) les provisions au quantile 80% des risques que la CRE considère comme quantifiables mais une rémunération normale fixée à ce niveau ne contiendrait aucune marge commerciale (c'est-à-dire aucune marge au-delà des provisions pour risques qui ne sont pas des marges commerciales). Elle ne permettrait donc aucune couverture des risques non quantifiables (par exemple, risques juridiques ou risques cyber) ni des risques et autres éléments que la CRE a fait le choix de ne pas quantifier (par exemple, les risques liés à l'approvisionnement progressif de la forme au fur et à mesure de l'apparition des produits de marché de granularité suffisante ou encore le coût des immobilisations financières au titre des investissements ou du besoin en fonds de roulement).

Pour ces raisons, EDF considère que la rémunération normale aurait dû être fixée à un niveau supérieur d'au moins 0.5% en 2024.

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 ?

Dans son évaluation pour l'année de livraison 2024, les services de la CRE évaluent à ce stade un coût en espérance de la thermosensibilité sur le TRVE négatif et retiennent une valeur nulle.

EDF a déjà eu l'occasion de partager ses interrogations au moment du mouvement tarifaire sur le fait qu'il lui semble incohérent qu'une consommation thermosensible présente un coût inférieur à celui d'une consommation non thermosensible.

La principale cause identifiée provient du fait que les services de la CRE évaluent ex-ante les coûts d'approvisionnement du TRVE sur la consommation à température normale au lieu de l'évaluer sur l'espérance de consommation. L'espérance de consommation étant supérieure à la consommation à température normale du fait de la corrélation entre la consommation et la température et du fait de températures seuils, il en résulte un biais. Par conséquent la formule retenue expose le TRVE à l'écart de prix entre les prix lissés et les prix spot sur l'écart de volume entre la consommation à température normale et l'espérance de consommation. Cet écart est facteur de volatilité sur les coûts d'approvisionnement, qu'un fournisseur efficace évite en considérant la couverture de la consommation en espérance plutôt qu'à température normale. C'est sur la base de cette hypothèse qu'EDF évalue ses coûts d'approvisionnement ainsi que le coût en espérance de la thermo-sensibilité.

Par ailleurs, EDF a transmis ses éléments de modélisation et éléments numériques en sortie de ses modèles aux services de la CRE. De la comparaison des résultats entre les modèles CRE et EDF, nous pensons qu'un travail sur le calibrage des modèles, des corrélations prix/température et des volatilités serait utile pour comprendre les écarts importants au-delà de celui lié à l'écart entre calcul en espérance et à température normale.

Pour 2024, la CRE a évalué un coût négatif et retenu une valeur nulle pour le coût de la thermo-sensibilité alors que ce coût est par nature positif ; EDF évalue que la prise en compte effective du coût de la thermo-sensibilité aurait dû conduire à un coût supérieur (chiffre communiqué par ailleurs à la CRE).

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

Favorable

Commentaire :

EDF est favorable à cette évolution, avec les remarques suivantes :

- L'observation historique du ratio entre (i) le coût des écarts pour un portefeuille aval donné et pour une année donnée Y et (ii) la valeur moyenne en décembre Y-1 du produit calendaire base pour livraison à l'année Y, est fortement variable suivant les années. Cela s'explique notamment par le fait que les coûts de rééquilibrage d'un fournisseur efficace ne dépendent pas uniquement du spot de l'année Y, qui peut en outre diverger significativement de la moyenne en décembre Y-1 du produit calendaire base pour livraison en Y.
- En effet, deux facteurs clés induisent des variations importantes du coût des écarts pour un fournisseur efficace :
 - la production croissante des ENR non pilotables induit une volatilité forte et en croissance des prix (EPEX J-1, infra journalier, règlement des écarts) ;
 - les évolutions récentes des règles de marché des services système et des marchés d'équilibrage (notamment l'inclusion des coûts d'activation de l'aFRR déterminé au merit order dans la formation du prix des écarts).
- L'historique récent (mai, juin, juillet 2024) a ainsi montré des écarts de prix entre EPEX J-1 et prix de règlement des écarts très importants, de plusieurs milliers d'euros par MWh. Ce type de situation est de nature à générer un fort coût des écarts pour un fournisseur efficace, alors même que les prix de marché

calendaire base sont très largement inférieurs aux valeurs maximales atteintes ces 12 derniers mois, par exemple. Cette dynamique croissante du coût des écarts, dans un contexte de marché à terme baissier pourrait nécessiter d'ajuster à la hausse le coefficient X relativement aux estimations basées sur le passé.

Dans ce contexte, EDF recommande une mise à jour régulière du coefficient X, selon une méthodologie tenant compte des fortes incertitudes pesant sur le coût des écarts d'un fournisseur efficace.

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 ?

Pour un fournisseur présentant un portefeuille diversifié avec des clients résidentiels et entreprises permettant le foisonnement des écarts, EDF estime que les valeurs du paramètre X proposées par la CRE entre 0,5% et 1% sont acceptables. Cependant dans un contexte de forte volatilité des prix de règlement des écarts comme exposé dans notre réponse à la question 28, la linéarité du coût des écarts avec les prix de marché forward n'est plus garantie. EDF préconise donc d'ajouter une valeur minimale au coût des écarts qui pourrait prendre la valeur de 0,30€/MWh.

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 ? 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 ?

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 ?

En préambule, les indices publiés par quelque plateforme que ce soit ne portent que sur des transactions marginales entre acteurs qui, par définition, n'incluent pas la majeure partie des productions de CEE réalisées par les acteurs obligés pour couvrir leur propre obligation CEE et donc ne reflète qu'imparfaitement les coûts de production de CEE des acteurs.

Les indices C2EMarket présentent de nombreuses limites :

Le recours à la plateforme C2EMarket pose clairement la question de la représentativité des données dans la mesure où :

- cette plateforme ne capte qu'une infime partie des transactions et pour une partie seulement des acteurs, contrairement aux transactions enregistrées sur Emmy ;
- le détail des prix à terme n'est pas mis à disposition publiquement par C2EMarket. Les données

Les données de C2EMarket n'étant pas opposables, EDF n'est donc pas favorable à leur prise en compte.

Contrairement à C2EMarket, Emmy assure le rôle de teneur du registre national des CEE dans le cadre d'une délégation de service public (DSP) délivrée par les pouvoirs publics. Emmy assurant la responsabilité de la tenue des comptes de tous les acteurs autorisés par la réglementation à disposer d'un compte CEE, toutes les transactions entre acheteur et vendeur, hors transactions intra groupe, y sont nécessairement recensées en vue de transférer les volumes échangés du compte Emmy du vendeur vers le compte Emmy de l'acheteur.

Cependant, les indices Emmy standard et Emmy Spot présentent des limites :

- L'indice Emmy standard mélange et moyennise des volumes très hétérogènes car d'ancienneté très différente;
- l'indice Emmy spot est, quant à lui, trop peu profond, notamment du fait de la non prise en compte des très nombreuses transactions à terme. Pour un mois M donné, seules les transactions signées et livrées sur le mois M-1 sont comptabilisées dans ce deuxième indice.

C'est pourquoi, les Pouvoirs publics ont décidé la publication mensuelle par Emmy d'indices à terme pour les années de livraison n, n+1, n+2 et n+3. Le décret n° 2024-516 du 7 juin 2024 et l'arrêté du même jour relatifs à la transmission au registre national des certificats d'économies d'énergie des informations concernant les contrats de vente à terme de certificats d'économies d'énergie fixent ainsi les modalités de ces indices à terme.

Les textes s'appliquent aux contrats conclus à compter du 1er juillet 2024. Les premiers indices publiés sont attendus pour septembre 2024.

Ces nouvelles dispositions permettent de rendre publiques les évolutions tangibles des indices à terme de prix CEE à partir de l'ensemble des transactions d'achat/vente de CEE enregistrées sur la plateforme Emmy, à l'exception notamment des transactions intra groupe qui sont délibérément exclues par l'arrêté afin de ne pas fausser le calcul des indices à terme. Les informations transmises à Emmy par les acteurs sont validées tant par l'acheteur que le vendeur ce qui sécurise la fiabilité des informations transmises. La publication de ces indices à terme constitue donc une avancée importante dans la mise à disposition des indices de prix des CEE. Un temps d'observation de quelques mois reste toutefois nécessaire pour connaître le nombre de transactions et les volumes échangés.

En conséquence, pendant la période d'observation des indices à terme d'Emmy, EDF considère que la meilleure source à ce jour, pour une référence opposable et transparente en reflet des coûts réels des CEE, est celle des coûts d'approvisionnement des CEE d'EDF actuellement retenus dans le TRV. Dans un second temps, la référence des indices à terme publiés par Emmy pourra se substituer aux coûts CEE d'EDF.

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 ?

EDF considère qu'il est prématuré de répondre à la question de la période de lissage des indices à terme Emmy et propose de la réétudier à l'issue du temps d'observation mentionné ci-dessus.