



Consultation publique sur les évolutions de la méthode de construction des TRVE

-

Réponse d'Eni Gas & Power France

Eni Gas & Power France présente à la CRE sa réponse à la consultation publique N°2024-10 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Notre entreprise a fait le choix d'apporter une réponse à chacune des trente questions posées par le Régulateur aux pages 5-6 de la consultation.

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

La méthode d'empilement par option cible, telle que proposée par la CRE, présente des avantages non négligeables dans sa capacité à rendre plus attractive l'option HP/HC comparée à la méthode actuelle par homothétie. En effet, cette nouvelle méthode permettrait non seulement d'inciter les consommateurs à choisir l'option HPHC, mais donne aussi plus de visibilité aux fournisseurs, en leur permettant de minimiser les risques par rapport à la couverture théorique de la méthode par homothétie, dont la construction demeure peu prévisible.

Plus explicitement, sur la base de nos calculs et en pleine cohérence avec les objectifs de la CRE, la méthode « d'empilement par option cible » augmenterait sensiblement le tarif de l'option Base (calculée sur les profils de consommation RES 1 et RES11), et au même temps creuserait le delta entre le tarif en Heures Pleines et Heures Creuses, en rendant notamment le tarif HC extrêmement attractif.

Néanmoins, il convient de ne pas minimiser certains risques que fait peser sur les fournisseurs cette nouvelle méthode d'empilement par option cible.

Premièrement, il est important de souligner que malgré cette évolution, le profil de consommation physique effectif des clients n'a pas vocation à changer soudainement à court terme. Une inadéquation persisterait donc entre le profil de consommation physique du client et le profil financier du tarif défini par la CRE.

Plus explicitement, les fournisseurs souhaitant répliquer le TRVE vendront au consommateur une offre dont le prix sera basé sur le TRVE à profil cible. Le prix proposé au client serait donc défini comme suit : TRVE 2026 +/- P0, avec P0 représentant le delta entre le TRVE défini par la CRE et les coûts de *sourcing* effectifs des fournisseurs.

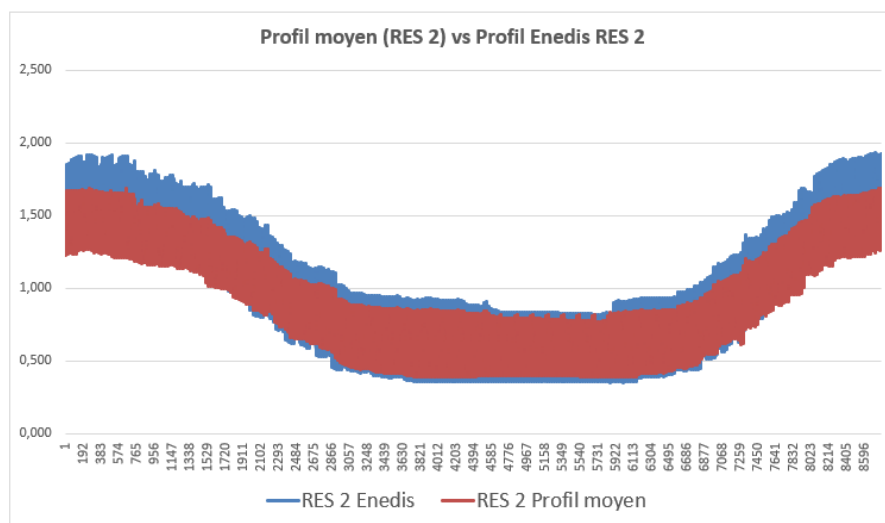
Ensuite, le fournisseur devra donc acheter les volumes pour pouvoir assurer au client sa fourniture au prix effectivement souscrit dans son contrat. Or, le fournisseur ne peut acheter que sur la base des profils de consommation mis à disposition par Enedis, qui reflètent au mieux la consommation effective des consommateurs. Le fournisseur devra par conséquent :

- Acheter le profil Enedis RES 2 des clients pour une livraison Jan-Dec 26



- Vendre au clients le profil cible RES 2 (non encore priced) des clients sur cette même période (en répliquant la moyenne sur deux ans des produits *Calendar* peak et off-peak + la modulation dépendant de la consommation effective des consommateurs)
- La vente du profil cible RES2, nécessitant un approvisionnement sur deux ans de produits *Calendar* peak et off-peak, implique donc la connaissance, deux ans à l'avance, de ce profil.

Or, tout écart de consommation (qui existera forcément, du moins dans le court terme) entre le profil cible et la consommation effective du client, impliquera des transactions pour pouvoir répliquer au mieux le prix du TRVE. Ces transactions représentent des coûts pour le fournisseur et doivent nécessairement être prises en compte dans la construction du TRVE.



De plus, la méthode d'empilement par option cible a vocation à évoluer chaque année (lors de la communication de la CRE sur le TRVE) : non seulement l'entière du calcul repose sur le portefeuille du fournisseur historique, qui peut évoluer, mais l'impact des tarifs de la nouvelle méthode de construction du TRVE devra nécessairement donner lieu à un transfert de clients de RES1 vers RES2, tout comme une modification du profil de consommation RES2 (report du volume de consommation en HP vers HC).

Pour ces raisons, Enedis devrait ainsi revoir régulièrement le profil RES2. Toutefois, un fournisseur souhaitant répliquer le TRVE doit pouvoir couvrir les volumes deux ans à l'avance ; un risque majeur peut donc se manifester, avec une soudaine évolution des profils de consommation alors que le fournisseur a dû lisser l'achat des volumes pour répliquer le TRVE sur la base des profils précédents.

Afin de limiter ce risque, les fournisseurs ont besoin d'une vision de long-terme du portefeuille d'EDF, ce qui permettrait de limiter l'impact des variations temporelles de ce dernier, tout en intégrant une composante risque. Plus spécifiquement, il est impératif que la CRE non seulement définisse progressivement le profil cible deux ans à l'avance par rapport à son application, de manière à donner la visibilité nécessaire aux fournisseurs, mais elle devra aussi inclure une brique de risque dans le TRVE, en mesure de couvrir les variations du profil cible. Autrement, le marché français rentrera dans une situation de non-répliquabilité totale du TRVE.



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 ?

Eni Gas & Power s'oppose à la mise en place de la méthode par « ratio d'équilibre cible » pour plusieurs raisons.

Premièrement, l'instauration d'un tel ratio n'améliorerait que marginalement l'attractivité de l'option HPCH, car les consommateurs ayant choisi l'option Base ne constateraient aucune modification sur leur facture.

Deuxièmement, contrairement à l'approche par option cible, l'application administrative d'un ratio d'équilibre ne permettrait pas d'établir de lien direct entre les prix des options Base et HPCH.

Ainsi, Eni soutient la mise en place de la méthode par « empilement par option cible », tout en reconnaissant les risques et les surcoûts potentiels qu'elle pourrait engendrer.

Question 3

- A. Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir la méthode par homothétie pour les tarifs Base et HPCH 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 ?***

Réponse conjointe aux deux points susvisés.

Il est important de rappeler que la méthode par homothétie a toujours présenté deux inconvénients majeurs : d'une part, elle rend impossible une couverture théorique parfaite des consommations des clients ; d'autre part, en raison de sa mise à jour annuelle lors de l'évolution du TRVE, elle entraîne une imprévisibilité des revenus pour les fournisseurs.

Pour Eni Gas & Power France, il paraît logique et cohérent de maintenir la méthode par homothétie pour les tarifs Base et HP/HC en 2025, afin de d'assurer aux fournisseurs et aux consommateurs une stabilité réglementaire minimale. Cela permettrait une transition plus fluide vers la méthode d'empilement par option cible en 2026.

La transition vers la méthode d'empilement par option cible en 2026 semble en effet respecter un délai raisonnable. Toutefois, il est crucial que la CRE prenne en compte nos remarques concernant les distorsions engendrées par cette nouvelle méthode :

- Une brique de risque devra impérativement être incluse dans le TRVE, pour couvrir :
 - Le risque lié à la modification progressive du profil de consommation RES2, avec un déplacement progressif de la consommation en HP vers HC.
 - Le risque lié à l'évolution du profil cible dans le temps en raison de l'évolution progressive du portefeuille du fournisseur historique.
- La CRE doit s'engager à publier le plus tôt possible (au moins deux ans en avance) les courbes de consommation du profil cible :
 - Les fournisseurs devraient recevoir de la part de la CRE le profil cible appliqué pour le TRVE 2027 pendant l'année 2025.



- Enfin, la CRE devrait prévoir un mécanisme de rattrapage en cas d'écart significatif entre le profil cible prévisionnel transmis aux fournisseurs et le profil effectif de consommation des clients.

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 ?

Comme exprimé dans la précédente consultation publique au sujet des TRVE, Eni Gas & Power France soutient une évolution méthodologique qui permettrait à toutes les options tarifaires du TRVE, y compris Tempo, de refléter les coûts portés par les fournisseurs.

Ainsi, Eni s'oppose à l'évolution progressive de l'option Tempo comme elle est envisagée par la CRE pour renforcer sa compétitivité : compte tenu du faible nombre de clients souscrivant cette option tarifaire, et de l'obligation pour tous les fournisseurs de proposer une offre à pointe mobile (concurrentes directes de Tempo), celle-ci ne doit pas bénéficier de garanties d'attractivité spécifiques.

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 ?

Eni Gas and Power France est favorable à la suppression de l'option Base du TRVE pour les clients résidentiels de puissances souscrites allant de 18 à 36 kVA. La temporalité d'implémentation proposée par la CRE, à partir du mouvement tarifaire de 2026, nous semble cohérente.

Il est toutefois important pour nous de connaître la décision définitive de la CRE au plus tôt, idéalement avant la fin de l'année, pour renouveler les contrats de nos clients souscrivant à cette option vers une autre offre.

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 ?

Il est évident que les offres en option Base indexées sur le TRVE pour les consommateurs souscrivant à une puissance entre 18 et 36 kVA ne seront plus proposées par Eni Gas & Power France avec sa disparition, n'ayant plus de référence de prix pour être construites.

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 ?

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 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 ?

Réponse commune aux questions 7, 8 et 9 :

Eni Gas & Power France soutient la mise en extinction de l'option Base du TRVE pour les clients résidentiels de puissance souscrite entre 9 et 15 kVA proposée par la CRE. Ces clients sont en effet en mesure de moduler leur consommation pendant les heures de pointe.

Néanmoins, il serait préférable d'accélérer le calendrier envisagé à ce stade, avec une mise en extinction dès le mouvement tarifaire de 2025. Avec la fin du dispositif de l'ARENH fixée pour 2025, il est fondamental que tous les réservoirs de flexibilité soient exploités en vue de l'exposition au marché sans précédent que les fournisseurs et les consommateurs devront affronter.

Un bilan pourrait être tiré au moment du mouvement tarifaire de 2026, mais pas au-delà, l'objectif étant de contenir toute évolution après avoir tiré le bilan dans les deux ans, rendant ainsi effective cette suppression d'ici le mouvement tarifaire de 2027.

De notre côté, Eni n'offrira plus d'offres Base pour les clients de puissance souscrite entre 9 et 15 kVA à compter de 2026, ce qui implique que les souscriptions à cette option tarifaire seront fermées à partir de décembre 2024. Pour cette raison, la CRE devra impérativement communiquer sa décision à ce sujet dans les plus brefs délais.

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 ?

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

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 ?

Réponse commune aux questions 10, 11 et 12 :

Eni Gas & Power France s'oppose à l'expérimentation d'une nouvelle offre au sein des TRVE, soulignant que le tarif réglementé ne doit pas encourager l'innovation commerciale. Dans un marché réellement libéralisé, la concurrence favorise l'innovation, mais en France, 60% des sites résidentiels restent sous TRVE, ce qui fausse le jeu concurrentiel en raison d'une sous-évaluation des coûts et du lissage tarifaire sur deux ans.

Les fournisseurs peinent à concurrencer le tarif réglementé qui n'est pas représentatif des coûts de fourniture (à cause de la non-prise en compte ou la sous-représentation de plusieurs briques de coût), et les consommateurs sont complètement déconnectés des conditions de marché à cause du lissage sur 2 ans.



L'expérimentation proposée s'ajoute à la longue liste de pansements qu'essaie d'appliquer la CRE au marché de fourniture en France (tel que l'homothétie des HP/HC, l'empilement par option cible, le lissage du Tempo, la suppression des options Base supérieures à 9 kVA, etc.) à cause de la surpuissance des TRVE.

En contrepartie de la disponibilité à la collaboration dont Eni a fait preuve pour la mise en place des Lignes Directrices, des Règles Prudentielles et du contrôle de Cohérence des offres, nous demandons à la CRE d'engager une réflexion allant dans le sens de l'accélération de l'ouverture à la concurrence de notre secteur, par le bais de :

- L'abandon du lissage de la couverture sur 2 ans. L'aspect protecteur du TRVE serait maintenu en proposant par campagne mensuelle des offres à prix fixe sur 1 an ou 2 ans.
- La prise en compte de toutes les briques de coûts et notamment les risques premia. Cela nous semble cohérent avec la prudence que demande la CRE quant à l'approvisionnement.
- La limitation du TRVE à la seule option HP/HC, afin de sensibiliser les consommateurs aux enjeux énergétiques et les inciter à agir sur leur facture et sur leur consommation.
- Pour stimuler ultérieurement la flexibilité de la consommation, l'option HPHC pourrait être saisonnalisée en définissant 4 postes de consommation, ce qui lui permettrait d'intégrer directement dans le TRVE l'effet de thermosensibilité
- Une campagne de pédagogie et de sensibilisation des consommateurs sur l'organisation du secteur, le rôle de chaque acteur et notamment les fournisseurs d'énergie, et les différentes options tarifaires et types d'offres disponibles.

La mise en place d'une telle expérimentation n'aurait du sens que pour stimuler la flexibilité résiduelle des consommateurs qui ne tireraient aucun profit d'un passage à une tarification HPHC, et qui souffriraient majoritairement des hausses de prix en raison de leur flexibilité imitée. Le droit européen définit parfaitement cette catégorie avec l'article 28 de la Directive (UE) 2019/944 : les consommateurs vulnérables.

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 ?

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 ?

Réponse commune aux questions 13 et 14 :

Eni Gas & Power France rappelle son opposition à tout élargissement des TRVE, conformément au cadre européen qui préconise leur limitation aux seuls clients vulnérables, une catégorie que la France refuse encore de définir.



Par la suite, nous alertons la CRE sur le fait que l'introduction d'un TRVE sup 36 kVA engendrera un risque de décorrélation entre coût de *sourcing* théorique d'un profil ENT1 et la réalité des courbes de charge, en raison du nombre extrêmement limité de clients qui les souscrivent aujourd'hui.

De plus, afin de garantir un minimum de stabilité réglementaire, nous demandons à la CRE de s'engager à maintenir la méthode de construction des TRVE sup 36 choisi pour l'année 2025 aussi pour les années à venir. Cela veut dire que, à partir de l'année 2026, la CRE ne devrait pas construire un nouveau profil basé sur les consommations du portefeuille des consommateurs souscrivant les TRVE sup 36 kVA, mais maintenir un TRVE sup 36 basé sur le profil ENT1.

L'uniformisation de la méthode de construction du TRVE sup 36kVA sur les années 2025, 2026 et au-delà constitue un enjeu fondamental de stabilité réglementaire pour le marché de la fourniture et de visibilité pour les consommateurs.

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

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

Eni accueille favorablement la proposition de la CRE de définir 4 postes horosaisonniers pour les TRVE BT sup 36 kVA et 5 postes horosaisonniers pour les TRVE haute tension, sans pointe mobile.

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 ?

Eni accueille favorablement cette proposition. Toutefois, nous proposons les points d'amélioration suivants :

- Le coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché devra obligatoirement être facturé en fonction du poste horosaisonnier, de manière à exploiter tous les leviers de flexibilité présents dans le système électrique. De plus, les clients souscrivant au TRVE sup 36 kVA seront dans la plupart des cas des consommateurs en mesure de faire valoir leur capacité d'effacement, et doivent donc payer l'approvisionnement en capacité au marché en conséquence.
- Pour les consommateurs souscrivant une offre TRVE sup 36 mais avec dénivelé de puissance saisonnier, il est important que la CRE soit en mesure de proposer des grilles de prix tenant compte des différentes puissances. Les consommateurs devraient donc payer, sur la base de la saison, le prix de chaque puissance de connexion souscrite.



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 ?

Eni accueille favorablement les modalités de prise en compte des coûts d'acheminement dans les TRVE sup 36 kVA proposées par la CRE, notamment en ce qui concerne la composante mensuelle liée aux dépassements de puissance souscrite (applicable au TRVE BT sup 36 kVA et à la haute tension uniquement) ainsi que la composante annuelle de l'énergie réactive pour la partie soutirage (TRVE haute tension uniquement).

Toutefois, une telle prise en compte des coûts d'acheminement exige impérativement que la CRE intègre systématiquement les surcoûts liés aux dépassements de puissance souscrite et à l'énergie réactive, en s'engageant à mettre régulièrement à jour le TRVE.

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 principe, Eni ne s'oppose pas à l'application de cette proposition, si la référence s'atteste au moins autour de 3,62€/MWh et 62 €/ an.

Cela dit, nous rappelons que la prise en compte des coûts commerciaux de l'opérateur historique constitue une pratique non représentative des conditions de marché. Toute prise en compte des coûts commerciaux qui n'inclut pas les coûts d'acquisition continuera à contribuer au manque de répliquabilité et de contestabilité du TRVE.

Ainsi, nous demandons formellement à la CRE de poursuivre ses activités de benchmark des coûts commerciaux de tous les fournisseurs, et d'utiliser ses résultats pour mettre à jour les coûts d'acquisition dans les TRVE.

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 ?

Nous accueillons favorablement le raccourcissement de la période de lissage pour le coût du complément d'approvisionnement en capacité pour les années 2025 et 2026.

Toutefois, nous renouvelons à la CRE notre demande de généraliser le raccourcissement de la période de lissage pour l'approvisionnement en capacité, comme d'ailleurs en énergie, afin que toutes les composantes du TRVE puissent mieux refléter les conditions de marché.

En effet, comme cela a déjà été mis en avant à plusieurs reprises, la non-répliquabilité du TRVE dépend aussi de la période de lissage du complément d'approvisionnement, en énergie comme en capacité :

- Si le prix des garanties de capacité / enchères de capacité et le prix spot de l'énergie suivent une tendance haussière, le lissage sur deux ans sous-estime les coûts d'approvisionnement des fournisseurs, et leur empêche de reproduire le TRVE sans être en perte.



- Si le prix des garanties de capacité / enchères de capacité et le prix spot de l'énergie suivent une tendance à la baisse, le lissage sur deux ans rend le TRVE peu attractif pour des consommateurs qui pourraient faire le choix d'abandonner l'opérateur historique, alors que l'opérateur historique a déjà couvert leur consommation en volume et serait contraint de revendre à perte.
- Plus généralement, le lissage sur deux ans rend le TRVE totalement décorrélé des coûts supportés par les fournisseurs et des conditions des marchés de l'énergie comme des garanties de capacité / prix des enchères de capacité.
- Enfin, en étendant les garanties de capacité vendues sur des enchères, il est impossible de construire une courbe de prix forward ; cela implique que les fournisseurs se retrouvent dans l'impossibilité de modéliser l'évolution de leur prix.

Il est donc évident que le lissage sur deux ans du coût de l'approvisionnement en capacité présente les mêmes inconvénients déjà soulignées pour le complément d'approvisionnement en 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 ?

Nous partageons la proposition de la CRE et sommes favorables à une modification de la date d'évolution des TRVE dès le mouvement tarifaire de janvier 2026.

Toutefois, il est important de tenir compte de l'aspect suivant : en admettant qu'un mois est toujours nécessaire à la CRE pour publier le TRVE définitif (entre la fin du calcul des coûts d'approvisionnement et l'application effective du TRVE), la nécessité de faire évoluer la durée du lissage s'impose. En effet, avec l'évolution de la date d'application du TRVE de Février 2026 à Janvier 2026, la construction de la brique approvisionnement sur les moyennes des produits *Calendar* peak et off-peak devront être calculées sur 23 mois (Jan N-2 à Nov N-1), et la moyenne de la PFC devra en conséquence être calculée sur 11 mois (Jan N-1 à Nov N-1).

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 ?

Nous accueillons favorablement cette proposition de la CRE pour que le spread bid-ask soit enfin pris en compte dans la méthodologie de calcul du TRVE.

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 ?



La méthodologie de prise en compte de l'exposition au spread bid-ask proposée par la CRE nous semble pertinente et en mesure de refléter les coûts effectivement supportés par les fournisseurs. Nous l'accueillons donc très favorablement.

En ce qui concerne la définition d'un paramètre X pertinent, nous avons conduit des analyses approfondies sur notre portefeuille sur l'écart moyen entre le *settlement price* et le *best ask*.

En considérant les transactions réalisées sur les produits *Calendar* depuis Janvier 2021, le *spread bid / ask* supporté en moyenne par Eni s'élève à 0,2€/MWh (sans oublier les pics atteints au cours de la crise énergétique, jusqu'à 7,55€/MWh). Cela implique que la brique de coût estimée par la CRE à 1€/MWh, équivalente à 1% du prix du Cal moyen, serait dans la plupart des cas satisfaisante pour notre entreprise.

Toutefois, il est important que la prise en compte du *spread bid / ask* ne devienne pas un vecteur de discrimination entre les fournisseurs sur la base de la taille critique de leur portefeuille, en devenant une barrière d'accès au marché. En effet, nos analyses nous ont aussi permis d'estimer que les plus petits acteurs, en vertu de la taille de leur portefeuille inférieure à 18TWh, ne peuvent pas reproduire parfaitement la méthode d'approvisionnement du TRVE en achetant 1MW/jour pendant toute la durée du lissage, et sont donc obligés de constituer le MW sur plusieurs jours. Pour cette raison, ils s'exposent à des fluctuations de prix supplémentaires qui doivent être prises en compte dans l'identification d'un paramètre X.

En se basant sur une prise en compte de la volatilité sur 7 jours pour un prix moyen d'un produit Cal à 70€/MWh et pour une VaR à 70%, le coût du risque devrait s'attester à 4€/MWh, ce qui correspond à 6% du prix du Cal et donc à un coefficient X supérieur à 100%, comme anticipé ci-dessus : les fournisseurs, surtout les plus petits, paient la totalité du *spread bid-ask*.

Il est donc évident que le coût à 1€/MWh = 1% initialement proposé par la CRE est fortement sous-estimé.

En conclusion, Eni propose donc de fixer le paramètre X au moins à 100%, surtout en vue de l'imposition des règles prudentielles ; autrement, la CRE pourrait calculer le *spread bid-ask* sur la base du prix du Cal et le fixer donc à 4€/MWh (ou à 6% du prix d'un Cal moyen à 70€/MWh).

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 ?

Eni ne se source pas directement sur le marché, mais passe par EGEM, une autre entité du groupe, qui s'occupe d'approvisionner notre entreprise en commodités. Cela implique que les frais de portage financier et le coût des appels de marge sont inclus dans les transactions entre Eni Gas & Power France et EGEM, et sont donc implicitement inclus dans le prix facturé au client au titre de l'approvisionnement en énergie.

Toutefois, il n'y a pas de ligne dédiée dans la facture des clients finaux qui soit spécifiquement vouée à couvrir les coûts de portage financier des appels de marge : ces frais sont inclus dans la brique approvisionnement.



Pour permettre à la CRE de quantifier ces frais, nous précisons que Eni paie pour commencer 10 c€/MWh en frais d'accès au marché ; à cela il faut ajouter 8,5c€/MWh de frais payés à EGEM, qui source les commodités. Eni paie donc un montant de frais total de 18,5 c€/MWh ; si on fait l'hypothèse que la moitié du volume fait l'objet d'un aller/retour en raison du *cascading*, les frais totaux passent à environ $1,5 \times 18,5$ c€/MWh, soit 27,75 c€/MWh.

Il est donc évident que les frais d'accès au marché pris en hypothèse par la CRE à la hauteur de 3,75 c€/MWh sont très en dessous du niveau minimum de représentativité des frais de portage financier supportés par les fournisseurs.

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 ?

Eni Gas & Power France a du mal à saisir le sens de la question.

En **conformité avec la dernière délibération de la CRE à ce sujet n°2023-3**, Eni **n'inclut pas la couverture des risques dans la marge. Ainsi faisant, nous nous conformons précisément à la méthodologie de la CRE définie, à nouveau, dans sa délibération 2023-3.**

Eni ne comprend pas donc cette volonté de la CRE de contredire ses propres délibérations et de revenir à un modèle de couverture des risques par la rémunération normale. D'ailleurs, nous signalons que la liste des risques incluse par la CRE dans cette Consultation Publique n'est pas la même que celle exposée dans sa délibération 2022-8, démonstration que, contrairement à ce qui avait été déclaré, **la CRE n'a jamais fixé la liste des risques et ne les a jamais inclus dans la brique approvisionnement, contrairement à ce qu'elle avait déclaré dans sa délibération 2023-3.**

Pour résumer donc, la couverture des risques n'est pas incluse dans la rémunération normale, mais bien dans les coûts d'approvisionnement sous forme de risque *premia*, et nous avons maintenu fermement cette position **malgré les multiples changements de cap de la CRE exposés dans trois délibérations totalement en contradiction les unes avec les autres.**

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

Conformément à sa délibération n°2023-3¹, la CRE devrait intégrer la valorisation de l'espérance des risques quantifiés aux coûts d'approvisionnement du TRVE :

« la valorisation de l'espérance des risques quantifiés sera intégrée aux coûts d'approvisionnements du TRVE, et le niveau de la brique de l'empilement relative à la rémunération normale sera fixé, en cohérence avec le benchmark de 2016, à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages »

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 janvier 2023 portant communication sur la méthode de fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité



Cette décision est en contradiction avec la délibération 2022-8, où la CRE avait souligné qu'une « marge de l'ordre de 2 %, **en plus de la prise en compte de l'espérance des risques supportés au titre de l'approvisionnement** (risque thermosensibilité, etc.), était appropriée à l'activité de fourniture » :

« Dans ses premières propositions tarifaires, la CRE avait ainsi choisi de proposer une marge égale à 3 % du tarif hors taxes destinée à couvrir, d'une part, le niveau de marge de 2 % correspondant à la pratique observée des fournisseurs européens comparables et, d'autre part, l'espérance des risques liés à l'approvisionnement »²

Aujourd'hui, le niveau de rémunération normale est fixé à 2%, conformément à la délibération 2023-3. Celui-ci n'est évidemment pas en mesure de couvrir l'espérance des risques supportés au titre de l'approvisionnement. La CRE avait justifié la fixation du niveau de la rémunération normale à 2% du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages dans sa délibération 2023-03, par l'intégration de la valorisation de l'espérance des risques quantifiés **dans les coûts d'approvisionnement** du TRVE, comme rappelé par la Consultation Publique ; **or, cette intégration n'a jamais véritablement eu lieu, ou elle a eu lieu de manière non transparente ; les fournisseurs supportent toujours les mêmes risques, qui ne sont plus pris en compte dans le TRVE, et ont vu leur rémunération baisser.**

En effet, la CRE a fourni, au fur et à mesure du temps, des listes de risques variables, sans jamais les fixer véritablement. Dans cette Consultation Publique, la liste des risques omet le « Risque lié au complément de prix ARENH » et les « Autres risques, liés notamment à l'évolution du contexte réglementaire », qui avaient pourtant été explicitement reconnus par la même Commission dans l'Annexe A de sa délibération 2022-8³. Le caractère contradictoire des délibérations a progressivement affaibli la représentativité de la réalité de l'activité de fourniture d'énergie du TRVE.

A cela doit s'ajouter le constat que les risques liés à l'activité de fourniture d'énergie représentent des coûts ; même si la CRE devait confier à nouveau leur couverture à la rémunération normale, comme il est maintenant suggéré dans la Consultation Publique, cela impliquerait que la matérialisation des scénarios de risque causerait une absence de rémunération et de marge commerciale pour les fournisseurs répliquant le TRVE.

Ces scénarii auraient en réalité des effets bien plus néfastes sur les marges des fournisseurs, parce qu'ils subissent le coût des risques à son véritable niveau ; or, seule une prise en compte des risques en quantile à 95% est en mesure de refléter les véritables coûts supportés par les fournisseurs, comme déjà reconnu par la CRE au moment du mouvement tarifaire de février 2023, quand la fin de la prise en compte des risques en espérance avait été proposée puis abandonnée. La CRE a après tout déjà reconnu l'écart considérable qui existe aujourd'hui entre la prise en compte des risques dans le TRVE et leur véritable niveau en quantile à 95%. Elle est donc parfaitement consciente de la non-répliquabilité totale du TRVE, typiquement en période de crise, en contribuant à l'affaiblissement de leur solidité en cas de marché spot fortement haussier :

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2022 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

³ Annexe A (2022-8). Méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité



Tableau 1 : Marge commerciale moyenne des tarifs bleus

Composantes de la marge commerciale pour les clients aux tarifs bleus	Niveau du quantile à 95 % en €/MWh	Niveau retenu dans le TRVE en €/MWh
risque « thermosensibilité »	10,73	2,57
risque « consommation hors thermosensibilité »	2,74	0,66
risque « portefeuille »	1,74	0,42
risque lié à l'approvisionnement en capacité	0,40	0,10
Total	15,60	3,74

4

Il est aujourd'hui nécessaire que les risques que les fournisseurs subissent soient fixés et sérieusement pris en compte dans le TRVE.

Pour illustrer la différence entre la logique marge et risque, Eni inclue dans ses modèles de *pricing*, à la place de la rémunération normale, une **brique de coût** indépendante et consacrée spécifiquement à la prise en compte des *risk premia*, et notamment de la thermosensibilité. Celle-ci est exprimée en €/MWh et non pas en % ; le coût des *risk premia* que nous incluons dans nos modèles de *pricing* s'élève aujourd'hui à 6,5€/MWh, ce qui dépasse largement les 2,84€/MWh de la rémunération normale (équivalents au niveau de 2%). Une fois tous les coûts additionnés, le prix final du client inclut une **marge nette**, qui permet à l'entreprise de financer son futur développement et innover afin d'améliorer sa compétitivité et proposer au consommateur final un meilleur service/prix.

Les *risk premia* dont les fournisseurs subissent le coût et qui devraient être introduits dans cette nouvelle brique sont :

- Le risque de consommation lié à la thermosensibilité
- Le risque de consommation hors thermosensibilité
- Le risque lié aux erreurs de prévision du portefeuille
- Le risque lié à l'approvisionnement en capacité
- Le risque d'optionnalité, typiquement depuis la crise énergétique
- Le risque lié aux évolutions réglementaires
- Le risque lié au lissage du TRVE (notamment risque d'erreur sur la prévision de consommation, en particulier pour un fournisseur en forte croissance)
- Le risque de *Cascading*
- Le risque inhérent au dispositif de l'ARENH (s'il devait être reproposé) :
 - Incertitudes liées au seuil effectif du plafond ;
 - Incertitudes réglementaires liées à l'absence de visibilité sur l'évolution des règles du dispositif ;
 - Risques liés à une erreur de prévision du portefeuille (CP1/CP2) ;

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2022 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité



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 ?

Eni Gas & Power France souhaite souligner que la suppression de l'option Base au profit de l'option HPHC, voire HPHC à 4 postes, aurait l'avantage de réduire l'effet de thermosensibilité dans la tarification du TRVE.

En revenant à la question, la méthodologie de modélisation du risque de thermosensibilité utilisée par la CRE reflète, dans les grandes lignes, celle que nous utilisons.

Toutefois, le risque thermosensibilité se matérialise, par définition, au moment de la consommation. Le coût lié à ce risque est donc calculé sur la base de la courbe *forward* du prix de l'électricité. Malgré cela, la méthodologie actuelle est, comme pour le coût d'approvisionnement, lissé sur 2 ans. Cela est complètement incohérent comme il est impossible de modéliser ce risque 2 ans à l'avance.

En outre, il est essentiel qu'une fois la méthodologie établie, la CRE s'engage à la respecter. Par exemple, en février 2022, la CRE avait décidé de ne pas appliquer le coût en espérance qu'elle avait elle-même calculé pour le risque de thermosensibilité, rendant ainsi le TRVE totalement décorrélé des conditions réelles de marché. Une telle décision est inacceptable, car elle réduit arbitrairement et de manière administrative les revenus de fournisseurs. De plus, l'absence de prise en compte du coût réel de la thermosensibilité incite les consommateurs à ne pas modérer leur consommation pendant les journées de pointe de l'hiver électrique, accentuant ainsi la pression sur le réseau et allant à l'encontre des efforts nécessaires pour développer la flexibilité du réseau.

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

Nous accueillons favorablement la proposition de la CRE parce qu'elle reflète davantage les conditions de marché.

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 ?

Eni partage la proposition de la CRE de fixer le niveau du paramètre X à 1%, en conformité avec l'étude des données de coût des écarts menées sur 2023 par la Commission.

Notre critique réside dans le fait que la CRE propose de retenir, "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" (de l'année N-1, nous supposons).

Notre entreprise trouve que les délais sont plutôt restreints pour permettre à la CRE de mettre à jour au 1er janvier la référence de prix



Nous proposons donc d'utiliser, pour construire la référence de prix, la moyenne des cotations des produits calendaires Base pour livraison à l'année N relevés sur les jours cotés entre le 1er novembre et le 31 novembre inclus.

Toutefois, il est important de souligner que la corrélation entre les prix des produits calendaires et le coût des écarts peut ne pas être stable dans le temps. Il est ainsi essentiel que la CRE reste ouverte à faire évoluer cette méthodologie, en se basant sur un benchmark des coûts des écarts des fournisseurs régulièrement mis à jour.

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 ?***

Nous accueillons favorablement la volonté de la CRE de faire évoluer la référence de prix des CEE, qui ne reflète pas actuellement les coûts supportés par les fournisseurs.

Toutefois, les références de prix des CEE actuellement disponibles ne sont pas en mesure d'assurer un niveau satisfaisant de représentativité du marché. En effet :

- L'indice Emmy spot est basé uniquement sur des contrats avec un délai de livraison inférieur à un mois ; cela implique que l'indice ne permet pas la construction d'une courbe forward et ne permet en aucune manière aux fournisseurs de couvrir leurs obligations à l'avance selon les conditions de marché. Il est donc totalement inadapté et ne répond pas aux besoins.
- L'indice à terme de C2E Market présente un design satisfaisant, basé sur des contrats avec délai de livraison supérieur avec lesquels il est possible de construire une courbe forward, mais il n'enregistre qu'une partie très réduite des transactions du marché (même s'il est en croissance).

Nous savons aussi qu'un nouvel indice aurait dû être publié par Emmy en septembre 2024, l'Indice Emmy à Terme, conçu pour prendre en compte des contrats avec des délais de livraison plus longs et un volume d'échange plus représentatif. La publication de cet indice a été pour le moment reportée sur demande de la DGEC.

En vertu de tous ces éléments, il nous paraît nécessaire de reporter la discussion au Q1 2025 afin d'avoir suffisamment de recul sur la croissance de C2E Market et sur Emmy à Terme et de pouvoir évaluer leur pertinence. Dans les deux cas, nous proposons que la référence de prix soit construite en prenant la moyenne des prix sur l'année N-1 de l'indice à terme choisi.