

DÉLIBÉRATION n°2025-10

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 janvier 2025 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA en France métropolitaine continentale et tous les consommateurs en zones non interconnectées.

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Ivan FAUCHEUX, Valérie PLAGNOL et Lova RINEL, commissaires.

Cadre réglementaire applicable aux mouvements des tarifs réglementés de vente d'électricité

En France métropolitaine continentale, les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) sont proposés aux consommateurs visés à l'article L. 337-7 du code de l'énergie. Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), en application des dispositions de l'article L. 337-8 du code de l'énergie, les TRVE s'appliquent à l'ensemble des clients finals.

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer aux ministres de l'énergie et de l'économie les TRVE.

Le niveau moyen des TRVE est déterminé selon la méthodologie dite « par empilement des coûts » conformément à l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

Contexte spécifique à la présente délibération de la CRE

Les années 2022 et 2023 ont été marquées par une hausse exceptionnelle des prix de gros sur les marchés à terme. Cette hausse des prix s'est ainsi directement répercutée sur le niveau des TRVE calculés par la CRE dès 2022. Depuis 2023, les prix de gros ont significativement diminué, en lien avec une hausse de la disponibilité du parc nucléaire et une baisse du prix du gaz après des niveaux historiquement élevés en 2022.

L'entrée en vigueur de l'actualisation annuelle du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) a été reportée du 1^{er} août au 1^{er} novembre 2024. Dans ce contexte, afin d'éviter aux consommateurs aux TRVE de subir des mouvements de factures rapprochés en sens contraire, et de mieux répondre à l'objectif de stabilité et de lisibilité des tarifs, la CRE a, dans sa proposition des TRVE du 16 octobre 2024¹, estimé que l'évolution des TRVE résultant de l'évolution du TURPE devait être intégrée au mouvement tarifaire de février 2025.

Par ailleurs, la CRE a annoncé que l'évolution du niveau du TURPE aura lieu exceptionnellement au 1^{er} février et non au 1^{er} août 2025, cela, afin de la faire coïncider avec la baisse des prix de gros et ainsi éviter des mouvements tarifaires de sens opposés à six mois d'intervalle pour une majorité de consommateurs tout en leur garantissant une baisse nette significative en février 2025. Par conséquent, la CRE a décidé dans sa délibération du 6 janvier 2025² d'une évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTA-BT de + 7,70% au 1^{er} février 2025.

¹ Délibération n°2024-190 du 16 octobre 2024 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité et des tarifs de cession de l'électricité

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 janvier 2025 portant projet de décision sur l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTA-BT au 1^{er} février 2025

La présente délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) porte proposition aux ministres de l'énergie et de l'économie d'une évolution des TRVE pour les consommateurs visés à l'article L.337-7 du code de l'énergie souscrivant, pour leur site, une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, en application des dispositions de l'article L. 337-4 du code de l'énergie.

La présente délibération propose les évolutions hors taxes des TRVE. Les évolutions en % TTC sont indiquées sur le fondement des taxes et des contributions en vigueur au 1er février 2025 (en particulier, le niveau de l'accise retenu pour le calcul du niveau des TRVE TTC est de 33,70 €/MWh conformément à l'arrêté du 20 décembre 2024 constatant les tarifs de certaines impositions sur les biens et services).

S'agissant des TRVE bleus en France métropolitaine continentale

La CRE propose une baisse du niveau moyen des TRVE de – 22,62 % HT (soit – 48,06 €/MWh HT) ou – 15,01 % TTC (soit – 42,21 €/MWh TTC) par rapport aux TRVE en vigueur et qui se décompose en :

- - 22,61 % HT soit – 48,01 €/MWh HT ou – 15,00 % TTC soit – 42,18 €/MWh TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 22,67 % HT soit – 48,46 €/MWh HT ou – 15,06 % TTC soit – 42,53 €/MWh TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette évolution est la conséquence :

- de la baisse du coût de l'approvisionnement en énergie³ (soit – 20,80 % sur les TRVE HT) par rapport au niveau de 2024. Cette évolution prend en compte la décision de la CRE du 24 septembre 2024⁴ qui fixe une période de lissage pour l'approvisionnement des volumes écrêtés de l'ARENH de 3 mois ;
- de la baisse du coût de l'approvisionnement en garanties de capacité (soit - 1,30 % HT). Cette évolution prend en compte la décision du 24 septembre 2024 susmentionnée ;
- de l'évolution mécanique annuelle du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) au 1^{er} novembre 2024 pris en compte dans les TRVE au 1er février 2025 conformément à la délibération de la CRE du 16 octobre 2024⁵ (soit + 1,12 % sur les TRVE HT) ;
- de l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 au 1er février 2025 (soit + 2,27 % sur les TRVE HT) ;
- de l'évolution des coûts de commercialisation d'EDF, incluant les coûts d'approvisionnement en certificats d'économie d'énergie (soit + 0,05 % HT) ;
- de la hausse du coût des écarts au périmètre d'équilibre défini, suite aux retours des acteurs lors de la consultation publique de la CRE du 10 juillet 2024 relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE, comme 1 % de la moyenne des cotations du produit calendaire base Y+1 au mois de décembre 2024 (soit + 0,06 % HT) ;
- de l'évolution de la rémunération normale de l'activité de fourniture passant, à la suite des retours des acteurs à la consultation publique de la CRE du 10 juillet 2024 relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE, de 2 à 2,5 % du tarif hors taxes et hors rattrapages (soit + 0,01% sur les TRVE HT).

³ Calculé avec la nouvelle base de données sélectionnée par la CRE, voir section 1.3.

⁴ Délibération n° 2024-169 portant décision sur les modalités de calcul dans les TRVE 2025 des volumes non attribués du fait de l'écrêtement de l'ARENH.

⁵ Délibération n° 2024-190 du 16 octobre 2024 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité et des tarifs de cession de l'électricité.

- de la mise à jour de la brique de rattrapage, permettant de tenir compte du solde à rattraper au titre de 2022-2024, du rattrapage du report de la prise en compte de la hausse du TURPE dans les TRVE du 1^{er} novembre 2024 au 1^{er} février 2025, conformément à la délibération de la CRE du 16 octobre 2024 et du rattrapage *ex ante* du décalage structurel du mois de janvier 2025 entre les coûts et les TRVE en vigueur (soit – 4,02 % HT).

*

La CRE a mené du 10 juillet au 27 septembre 2024 une consultation publique sur le niveau et la structure des TRVE⁶. La CRE souhaitait notamment recueillir l'opinion des acteurs de marché sur ses propositions de faire évoluer certaines briques de coûts, d'ajuster la construction de certaines options tarifaires, et sur la possibilité de réaliser un mouvement tarifaire uniquement en niveau lors de sa proposition des TRVE pour février 2025. La CRE a reçu 33 réponses, déjà publiées sur le site de la CRE⁷.

A la suite de cette consultation et au regard des retours des acteurs :

- la CRE propose de réaliser le mouvement des TRVE 2025 par homothétie sur les différentes options et de modifier la méthode de construction des grilles en 2026 en s'orientant à ce stade vers un calcul par « option cible » afin de conserver l'attractivité de l'option tarifaire HP/HC. La CRE reviendra vers les acteurs dans le courant de l'année 2025 pour préciser la méthode ;
- la CRE propose de supprimer l'option Base des TRVE pour les puissances souscrites allant de 18 à 36 kVA pour les consommateurs résidentiels, hors dispositif de comptage inadapté, à partir du premier mouvement tarifaire de 2026 (date d'effet de la suppression)⁸. La CRE propose que les clients n'ayant pas modifié leur option un an après la date d'effet de la suppression soient basculés dans l'option Heures Pleines - Heures Creuses (HP/HC) en conservant leur puissance souscrite ;
- la CRE propose de mettre en extinction l'option Base des TRVE pour les puissances souscrites allant de 9 à 15 kVA à partir du mouvement tarifaire de février 2025 pour les consommateurs résidentiels. La mise en extinction signifie que les clients qui ont actuellement souscrit cette option la conserveront mais ne pourront pas changer de puissance souscrite. Les nouveaux clients ne pourront pas souscrire l'option Base des TRVE avec une puissance souscrite comprise entre 9 et 15 kVA. En effet, la CRE a en effet identifié le fait que les consommateurs de puissance souscrite comprise entre 9 et 15 kVA ont des profils de consommation proches entre eux, et relativement éloignés des consommateurs 3 à 6 kVA. De plus, les consommateurs ayant souscrit l'option base avec une puissance comprise entre 9 et 15 kVA sont en effet susceptibles de répondre à un signal tarifaire en asservissant leur ballon d'eau chaude ou en pilotant la recharge de leur véhicule électrique.
- la CRE poursuivra ses travaux pour expérimenter une nouvelle option au sein des TRVE en 2025/2026 pour les consommateurs résidentiels de puissance souscrite comprise entre 3 et 6 kVA. Cette option aura vocation à récompenser les efforts réalisés lors des périodes les plus chargées pour le système électrique par des consommateurs ayant peu d'usages électriques flexibles et pour lesquels l'option HP/HC ne serait pas avantageuse ;
- la CRE propose d'adapter la méthodologie de calcul de certaines briques de l'empilement des coûts :

⁶ Consultation publique n° 2024-10 du 10 juillet 2024 relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE.

⁷ <https://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/consultation-publique-du-10-juillet-2024-relative-aux-evolutions-de-la-methode-de-construction-des-tarifs-reglementes-de-vente-delectricite.html>

⁸ La suppression d'une option des TRVE comporte plusieurs délais : l'article R.337-20 du code de l'énergie prévoit en effet que « Les options supprimées ne sont plus proposées aux clients à compter de la date d'effet de cette suppression. Dans un délai maximum de trois mois à compter de cette date, les opérateurs en charge de la fourniture d'électricité avisent chaque client disposant d'une option supprimée de la nécessité d'en choisir une autre parmi celles en vigueur. Si ce choix n'a pas été opéré dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression, le client se voit appliquer la correspondance tarifaire prévue à cet effet par l'arrêté de suppression de l'option. »

- la CRE propose d'augmenter de 0,5% le niveau de la rémunération normale. Il ressort en effet des récentes analyses de la CRE qu'un niveau de marge de 2,5 % des TRVE hors taxes et hors rattrapage apparaît adapté au nouvel environnement de marché caractérisé par une augmentation de la volatilité des prix de marché et de la fin du dispositif ARENH en 2026 ;
- la CRE propose d'adapter le calcul du coût des écarts en le fixant à 1 % du prix moyen du calendrier base sur le mois de décembre ;
- la CRE intégrera dans les tarifs de 2026 les effets liés aux spread « *bid-ask* » et aux appels de marge induits par la hausse des volumes à approvisionner sur les marchés en 2026 compte tenu de la fin de l'ARENH.

*

Aux termes de l'article L.337-6 du code de l'énergie, « *les tarifs réglementés sont établis de manière à ce que le produit total qu'ils procurent couvre, pour l'année en cause et les deux années qui précèdent, l'ensemble des coûts de l'activité de fourniture d'électricité à ce titre* ». Cette même disposition prévoit par ailleurs que le produit total des recettes tient compte des compensations reçues dans le cadre des boucliers tarifaires.

Les analyses menées par la CRE concluent que la proposition tarifaire de la CRE pour 2025, ajoutée aux recettes des TRVE pour 2023 et 2024 et aux sommes perçues via le bouclier tarifaire, permet de couvrir la somme des coûts de fourniture d'EDF pour les années 2023, 2024 et 2025.

S'agissant des TRVE dans les ZNI

Pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et raccordés en basse tension, les barèmes des TRVE bleus résidentiels et non résidentiels de la métropole continentale s'appliquent, auxquels s'ajoute la composante de rémanence d'octroi de mer différente selon le territoire considéré (paragraphe 2.3 de la présente délibération).

Les TRVE pour les clients dans les ZNI souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA ou raccordés en haute tension évoluent selon l'article R. 337-19-1 du code de l'énergie par catégorie tarifaire « *dans les mêmes proportions que le coût de l'électricité, déterminé par la Commission de régulation de l'énergie, facturé aux consommateurs pour les mêmes puissances souscrites en France métropolitaine continentale* », afin d'assurer la péréquation tarifaire.

Le mouvement tarifaire calculé consiste en une évolution du niveau moyen des TRVE (hors rémanence d'octroi de mer) par rapport aux TRVE en vigueur (gelés pour les tarifs jaunes/bleus+ et verts) de :

- - 22,61 % HT soit – 48,01 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 22,67 % HT soit – 48,46 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.
- - 23,69 % HT pour les tarifs jaunes, qui s'appliquent exclusivement en Corse et pour les tarifs « bleus + », applicables dans toutes les ZNI à l'exception de la Corse (consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA) ;
- - 18,41 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

Ces évolutions sont à compléter des effets liés à la rémanence d'octroi de mer⁹ pour chacun des territoires. La proposition inclut également une évolution des montants de rémanence d'octroi de mer. Les valeurs de majoration à appliquer aux barèmes des TRVE sont rapportées ci-dessous pour chacun des territoires concernés.

⁹ L'octroi de mer est une imposition spécifique des départements d'Outre-mer (en Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte et La Réunion). Ces taxes sont applicables sur les importations de biens et les livraisons de biens produits localement.

La rémanence d'octroi de mer couvre les montants d'octroi de mer et d'octroi de mer régional du producteur historique qui ne lui ont pas été remboursées par ailleurs.

	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane	Mayotte
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer en vigueur pour les tarifs Bleus et Bleus + (€/MWh)	6,311	8,508	16,125	-	6,020
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Bleus et Bleus + en août 2024 (€/MWh)	4,640	8,042	10,326	-	5,055
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer en vigueur pour les tarifs Verts (€/MWh)	5,738	7,734	14,659	-	5,473
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Verts en août 2024 (€/MWh)	4,219	7,311	9,388	-	4,595

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer le 1^{er} février 2025. La présente délibération présente les évolutions de chaque composante de l'empilement tarifaire. La méthodologie de calcul est présentée en annexe A. Les barèmes de prix en résultant sont présentés en annexes B1 à B4. La CRE recommande que chacune de ces annexes fasse l'objet d'une décision tarifaire des ministres spécifique. Les barèmes intègrent les spécificités propres aux consommateurs participant à des opérations d'autoconsommation individuelles ou collectives.

Par ailleurs, conformément à sa politique de transparence, la CRE publie en open data sur son [site internet](#)¹⁰ les données permettant de calculer les TRVE et la décomposition de l'empilement pour chaque option/puissance/poste horosaisonnier, la base de données des consommations des clients aux TRVE d'EDF (à température normale), les courbes de charges déterministes issues des profils dynamiques ainsi que la courbe de prix Price Forward Curve (PFC) et sa méthode de construction.

¹⁰ <https://www.cre.fr/pages-annexes/open-data>

1. Les TRVE proposés en métropole continentale

1.1. Panorama des sites aux TRVE en France métropolitaine continentale

Les TRVE bleus résidentiels et professionnels, maintenus pour les clients éligibles raccordés en basse tension et de puissance inférieure ou égale à 36 kVA, comprennent respectivement 4 et 5 options tarifaires.

La figure ci-dessous présente le nombre de sites au 31 décembre 2023 et les volumes de consommation à température normale en 2023 pour les clients résidentiels souscrivant aux TRVE Bleus et pour les clients non résidentiels éligibles aux TRVE.

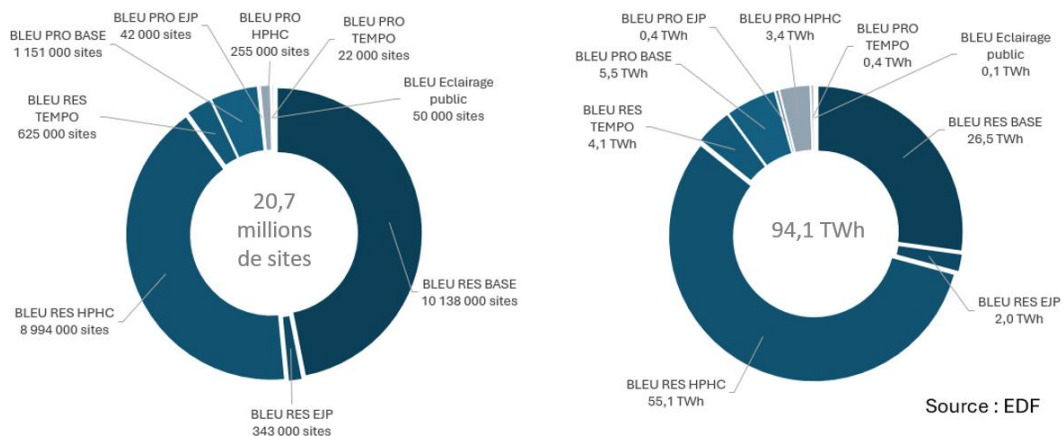


Figure 1 Répartition en nombre de sites et en volume à température normale des clients ayant souscrit un TRVE au 31 décembre 2023¹¹.

Les TRVE verts perdurent pour certains clients éligibles raccordés en haute tension (HTA) de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, qui représentent un peu plus de 2 000 sites. Il subsiste également des offres de fourniture aux TRVE dites « atypiques¹² » ou « exotiques¹³ » pour certains clients.

1.2. Principes et objectifs de la tarification par empilement

L'article L. 337-6 du code de l'énergie dispose que les TRVE sont établis par addition des composantes suivantes :

- le coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ;
- le coût d'approvisionnement du complément de fourniture, relevant des achats sur les marchés de gros de l'électricité en tenant compte de l'éventuelle atteinte du plafond de l'ARENH ;
- le coût d'approvisionnement en garanties de capacité, établi à partir des références de prix issues des enchères du mécanisme d'obligation de capacité prévu aux articles L. 335-1 et suivants du code de l'énergie, en tenant compte de l'éventuelle atteinte du plafond de l'ARENH ;
- le coût d'acheminement, qui traduit le coût d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ;
- le coût de commercialisation ;
- la rémunération de l'activité de fourniture.

¹¹ Hors clients au « tarif agent »

¹² TRVE jaunes de puissance souscrite égale à 36kVA et TRVE verts de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension.

¹³ TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.

Sous réserve que le produit total des TRVE couvre globalement l'ensemble de ces coûts, l'article L. 337-6 susvisé permet par ailleurs de fixer la structure et le niveau des tarifs hors taxes de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée.

Les TRVE doivent être contestables par catégorie tarifaire - pour cela ils sont fondés sur un empilement de coûts représentatifs de l'activité de fourniture d'un fournisseur s'approvisionnant sur les marchés de gros.

Ce principe permet aux TRVE de ne pas altérer le fonctionnement efficace du marché de détail au bénéfice des consommateurs.

1.3. Calcul de l'évolution des composantes de coûts de l'empilement tarifaire

La méthode de calcul de l'empilement est détaillée dans l'annexe A. Cette section explicite les évolutions des différentes briques de coûts issues de l'application de cette méthode depuis la dernière proposition tarifaire de la CRE ainsi que leurs impacts sur le niveau des TRVE.

Dans les paragraphes suivants, les évolutions sont calculées par rapport au niveau proposé par la CRE dans sa proposition tarifaire en date du 18 janvier 2024. Historiquement, les niveaux moyens résultent du portefeuille d'EDF au 31 décembre de l'année N-2. Pour le présent mouvement, en raison d'une évolution du nombre de sites pendant l'année 2024 impactant fortement la dynamique de la catégorie « RES » du portefeuille, le nombre de sites pris en compte dans le portefeuille d'EDF pour cette catégorie de clients est actualisé au regard de la situation au 31 octobre 2024. Pour les données de consommation de cette catégorie, la CRE conserve la consommation par site constatée dans le portefeuille d'EDF au 31 décembre 2023, en absence de données définitives plus récentes. S'agissant de la catégorie Bleu non-résidentiel, et des catégories Jaune et Vert, la CRE maintient la méthode habituelle, et calcule le niveau moyen donné au portefeuille d'EDF au 31 décembre 2023.

Ces évolutions correspondent à des moyennes pour l'ensemble des clients résidentiels et ne correspondent pas nécessairement aux évolutions de chaque client ou même de chaque option.

La CRE publie en open data la décomposition de l'empilement ainsi que le droit ARENH et l'obligation de capacité pour chaque option/puissance/poste horosaisonnier.

1.3.1. Coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité

1.3.1.1. Coût de l'approvisionnement à l'ARENH

L'arrêté du 27 juillet 2023 portant modification de l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique modifie le coefficient de bouclage pour les demandes d'ARENH effectuées pour les périodes de livraison commençant à compter du 1^{er} janvier 2024 à 0,844 contre 0,964 précédemment.

Les droits ARENH représentent en moyenne 59,1% de la consommation des clients aux TRVE en 2025 avec un coefficient de bouclage de 0,844. La diminution des volumes reçus à l'ARENH liée à la baisse du coefficient de bouclage représente 8,4 % de la consommation des clients aux TRVE. Ces volumes, et les garanties de capacités associées sont à approvisionner au marché.

Ensuite, la demande d'ARENH globale à l'issue du guichet de novembre 2024, hors filiales d'EDF et hors fourniture des pertes des gestionnaires de réseaux est de 134,93 TWh après corrections de la CRE. En application de l'article R. 336-18 du code de l'énergie et de sa délibération du 26 octobre 2023¹⁴, la CRE a réparti les 100 TWh d'ARENH au prorata des demandes des fournisseurs, hors filiales contrôlées par EDF. Le taux d'attribution est égal à 74,12 %.

Ainsi, un consommateur aux TRVE a reçu en moyenne 74,12 % de son droit ARENH pour 2025 contre 76,68 % pour l'année 2024. L'ARENH couvre donc $59,1 \% \times 74,12 \% = 43,8 \%$ de la consommation d'un consommateur aux TRVE au prix de 42 €/MWh inchangé depuis 2012.

¹⁴ Délibération n°2022-330 portant décision sur la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de dépassement du plafond prévu par la loi et portant communication sur les critères d'évaluation des demandes d'ARENH.

Finalement, la brique ARENH couvre 43,8 % de l’approvisionnement d’un valorisé au prix de l’ARENH à 42 €/MWh.

1.3.1.2. Coût du complément d’approvisionnement en énergie au marché

La quantité d’électricité approvisionnée sur le marché (hors approvisionnement consécutif à l’écèlement de l’ARENH et hors diminution du coefficient de bouclage) représente en moyenne 32,5 %¹⁵ de la consommation des clients aux TRVE.

Conformément à la méthode de calcul de l’approvisionnement en énergie, décrite dans l’annexe A, la CRE approvisionne un ruban d’énergie (produits calendaires Base et Peak) de manière lissée sur 24 mois. Le prix moyen résultant du produit Calendaire Base pour 2025 est de 102,99 €/MWh pour les TRVE 2025 contre 191,72 €/MWh en 2024. La forme de la courbe de charge est approvisionnée de manière lissée sur 12 mois.

La diminution des volumes reçus à l’ARENH liée à la baisse du coefficient de bouclage représente 8,4 % de la consommation des clients au TRVE. Ces volumes, et les garanties de capacités associées sont à approvisionner au marché.

En régime établi, ces volumes sont approvisionnés sous forme de produits à terme annuels de manière lissée sur 24 mois, en application de la méthodologie en vigueur. La modification du coefficient de bouclage ayant eu lieu après le début de la période de lissage de l’approvisionnement pour l’année 2025, un tel lissage sur 24 mois n’est pas possible pour les volumes supplémentaires à approvisionner.

Conformément à sa délibération du 20 juillet 2023 portant décision sur les modalités de calcul des TRVE¹⁶, et sa communication du 28 août 2023¹⁷, la CRE utilise, pour l’approvisionnement des volumes supplémentaires lié à la baisse du coefficient de bouclage dans le calcul des TRVE 2025, les cotations des produits de marché observées à partir du 31 août 2023 inclus jusqu’au 27 décembre 2024. Cet approvisionnement représente 8,4 % de la consommation des clients au TRVE au prix de 85,75 €/MWh pour les TRVE 2025 contre 121,56 €/MWh en 2024.

La baisse des prix de gros de l’électricité pour l’approvisionnement du complément en énergie – hors effet de l’écèlement de l’ARENH – entraîne une baisse moyenne des TRVE de 43,5 €/MWh HT. Cette baisse tient compte des coûts de l’approvisionnement des volumes consécutifs à la baisse du coefficient de bouclage.

1.3.1.3. Coût du complément d’approvisionnement en capacité au marché

Le prix de référence pour le complément d’approvisionnement en garanties de capacité – hors effet de l’écèlement ARENH – correspond à la moyenne lissée sur deux ans des prix révélés lors des dix enchères de capacité de 2023 et 2024 pour livraison en 2025. Le prix résultant pour 2025 s’établit à 14 652 €/MW pour l’année 2025 contre 27 094 €/MW pour l’année 2024.

La réduction du prix de marché pour l’approvisionnement du complément en garanties de capacité – hors effet de l’écèlement de l’ARENH – entraîne une baisse moyenne des TRVE de -2,8 €/MWh HT.

Par ailleurs, la CRE tient compte dans le calcul du coût d’approvisionnement en capacité des appels d’offres long terme portant sur le développement de nouvelles capacités selon les modalités décrites dans l’annexe A.

¹⁵ Ce chiffre ne prend pas en compte l’approvisionnement des volumes liés au changement du coefficient de bouclage. La CRE a normativement inclus ces volumes dans la brique ARENH écèlement (ces volumes représentent 8,4 % de la consommation totale).

¹⁶ Délibération n°2023-208 portant avis sur le projet d’arrêté relatif au calcul des droits à l’accès régulé à l’électricité nucléaire historique, et portant décision sur les modalités de calcul des tarifs réglementés de vente d’électricité

¹⁷ <https://www.cre.fr/actualites/coefficient-de-bouclage-arenh-publication-au-jo-des-valeurs-pour-2024-et-2025>

1.3.1.4. Coût du complément d’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité consécutif à l’écèlement de l’ARENH**Le complément d’approvisionnement en énergie**

Le complément d’approvisionnement en énergie consécutif à l’écèlement de l’ARENH et hors révision du coefficient de bouclage est approvisionné de façon lissée sur les marchés de gros sur trois mois, entre le 1^{er} octobre 2024 et le 23 décembre 2024 inclus, conformément à la délibération de la CRE n°2024-169 du 25 septembre 2024¹⁸. En outre, le rythme de lissage a été modifié entre le 2 décembre 2024 et le 23 décembre 2024 pour prendre en compte l’écart entre l’hypothèse de taux d’attribution retenue initialement par la CRE et le taux d’attribution réel.

Le prix moyen du produit Calendaire Base 2025, tenant compte de la différence de volumes accordés entre le taux d’attribution réel et prévisionnel pour l’année 2025, sur la période du 1^{er} octobre 2024 et le 23 décembre 2024 inclus s’élève à 74,20 €/MWh. Le prix pour l’année de livraison 2024 utilisé pour calculer le coût d’approvisionnement des volumes écèles à l’ARENH (moyenne sur les produits cotés entre 2 octobre au 22 décembre 2023 inclus) était de 102,45 €/MWh. Cet approvisionnement représente 15,3 % de la consommation des clients au TRVE.

L’évolution de cette composante de coût pour les TRVE représente une baisse de - 2,7 €/MWh HT.

Le complément d’approvisionnement en garantie de capacité

Le complément d’approvisionnement en garanties de capacité consécutif à l’écèlement de l’ARENH est réalisé lors des enchères du 24 octobre 2024 et du 9 décembre 2024, selon la méthode décrite dans la délibération du 25 septembre 2024, au prix de 6 191,6 €/MW et 0 €/MW, soit un prix moyen de 3 095,8 €/MW. Le prix retenu pour l’année 2024 était de 20 791 €/MW.

Cette évolution de prix entraîne une baisse de - 0,5 €/MWh HT des TRVE bleus moyens.

1.3.1.5. Coût des écarts au périmètre d’équilibre

Les écarts des responsables d’équilibre entre les injections et les soutirages sur leur périmètre leur sont facturés dans le cadre du mécanisme de responsabilité d’équilibre. Ce mécanisme valorise le prix des écarts de manière à inciter financièrement les responsables d’équilibre à minimiser leurs écarts.

A la maille d’un portefeuille de consommateurs, les écarts entre la consommation prévisionnelle en J-1 (approvisionnée via les achats à terme, l’ARENH et le Spot) et celle finalement constatée génèrent des coûts d’équilibrage, supportés par le responsable d’équilibre et répercutés au fournisseur (qui peut être son propre responsable d’équilibre). Ces coûts sont pris en compte dans les TRVE au travers d’une brique spécifique.

Dans sa délibération n°2023-03 du 12 janvier 2023 portant communication sur la méthode de fixation des TRVE, la CRE a fait évoluer la prise en compte de ces coûts dans les TRVE, en indexant la référence de coût de 0,3 €/MWh sur une estimation des prix spot portant sur l’année de livraison considérée. Pour le calcul du coût des écarts pour l’année de livraison N, le coût des écarts au périmètre d’équilibre était estimé comme suit :

$$\text{Coût des écarts } N = 0,3 \text{ €/MWh} * \frac{\text{Référence pour l'année } N}{\text{Moyenne de la référence entre 2018 et 2020}}$$

Dans cette méthode, la CRE retenait comme prix de référence la moyenne des cotations des produits calendaires Base pour livraison à l’année N relevés sur les jours cotés entre le 1^{er} décembre et le 31 décembre inclus. Cette méthode permettait de conserver la référence au niveau de coût atteignable par un fournisseur efficace de 0,30 €/MWh et d’indexer ce niveau à l’évolution des prix de gros. Lors de chaque exercice tarifaire, la CRE vérifiait que le niveau du coût des écarts appliqué permettait de couvrir les frais d’un fournisseur efficace.

¹⁸ Délibération n°2024-169 portant décision des modalités et volumes pour le calcul des coûts d’approvisionnement, dans les TRVE 2025, des volumes non attribués du fait de l’écèlement de l’ARENH

Afin d'améliorer la transparence de l'évaluation du coût des écarts et de répliquer les pratiques commerciales des agrégateurs, la CRE a consulté les acteurs sur la possibilité de modifier la méthode de calcul du coût des écarts et de l'indexer sur une référence représentative du prix spot pour l'année N. La méthode proposée dans la consultation impliquait pour les écarts la définition suivante :

$$\text{Coûts des écarts } N = X\% \times \text{Référence de prix pour l'année } N$$

Avec comme prix de référence, la moyenne des cotations des produits calendrier Base pour livraison à l'année N relevée sur les jours cotés entre le 1^{er} décembre et le 31 décembre inclus.

Sept fournisseurs répondants sur huit sont favorables à la définition des écarts proposée par la CRE. Le seul fournisseur défavorable souligne une non-linéarité du coût des écarts avec le prix des *forward* de décembre.

Les analyses menées par la CRE confirment une non-linéarité des *forward* avec le coût des écarts, notamment en période de hausse ou de baisse significative des prix comme durant la période 2022-2023. Le coût des écarts est en effet davantage corrélé au prix spot. Cependant, le niveau des cotations du mois de décembre restant la meilleure référence disponible au moment du calcul du niveau des TRVE et le coût des écarts étant lié au niveau des prix de l'énergie, la CRE décide de retenir pour le coût des écarts un pourcentage du prix des cotations du produit calendrier base du mois de décembre précédant la livraison, comme proposé dans la consultation.

Concernant le niveau du coefficient X retenu pour le coût des écarts, cinq fournisseurs ont proposé un niveau de 1%. Ce niveau est cohérent avec la pratique des agrégateurs. Il conduit à une légère hausse du coût des écarts à isoréférence de prix.

L'activation de la réserve secondaire selon la préséance économique est entrée en vigueur le 21 novembre 2023. Dans ce nouveau fonctionnement, les entités de réserve ne sont plus activées au prorata du besoin de RTE et rémunérées au prix spot, mais mises en concurrence selon le prix de leurs offres en énergie pour chaque pas 15 minutes. En 2024, la CRE a observé que le ratio prix de règlement des écarts/Spot a augmenté par rapport à l'année précédente. La CRE considère donc qu'il est cohérent de revoir le coût des écarts à la hausse et retient pour l'année 2025 un coût des écarts de 1 % du prix moyen du calendrier base sur le mois de décembre soit 0,73 €/MWh contre 0,6 €/MWh en 2024, soit une hausse de 0,07 €/MWh HT par rapport à 2024.

1.3.1.6. Frais d'accès au marché de l'énergie

Les frais d'accès au marché intégrés aux TRVE sont présentés dans l'annexe A. En particulier, les TRVE intègrent des frais d'accès aux produits à terme d'EEX de 0,0375 €/MWh correspondant à la somme des frais de transaction et de *clearing* nécessaire aux transactions successives de produits calendaires, trimestriels et mensuels ainsi que des frais de livraison (*delivery fee*) de 0,010 €/MWh.

Conformément à sa délibération n°2023-355 du 13 décembre 2023 portant communication sur la méthode d'approvisionnement des TRVE pour l'année 2026, la totalité de l'approvisionnement en énergie des TRVE dès 2026 sera réalisée à un coût représentatif des marchés de gros contre 56,2% environ actuellement. Ce changement de méthode implique une augmentation du recours aux transactions sur les marchés à terme et expose les fournisseurs aux frais associés.

Au-delà de ces frais déjà intégrés dans les TRVE, la CRE a consulté les acteurs sur deux autres coûts liés à la participation aux marchés à terme, qui pourraient être intégrés dans les TRVE à partir de 2026 : les coûts liés aux *spread bid-ask* (fourchette de cotation) et les coûts liés au portage financier de la marge requise sur le marché à terme.

Douze fournisseurs se sont montrés favorables à l'intégration de ces frais dans les TRVE estimant qu'ils sont effectivement supportés par les fournisseurs. Trois fournisseurs se sont montrés favorables à intégrer ces frais aux TRVE dès 2025, sur les volumes déjà approvisionnés au marché. Une association de consommateurs a quant à elle alerté sur le fait d'anticiper la prise en compte de ces frais liés à la fin de l'ARENH dans les TRVE dès 2025.

Analyse de la CRE concernant les coûts liés aux *spread bid ask*

Le *spread bid-ask* correspond à l'écart de prix entre le prix le plus bas demandé par les vendeurs ou « *Best Ask Price* » et le prix le plus haut proposé par les acheteurs ou « *Best Bid Price* ». Pour qu'une nouvelle transaction ait lieu, il faut que l'acheteur (*bid*) accepte de payer plus cher et/ou que le vendeur (*ask*) accepte de vendre moins cher.

Pour un fournisseur, la différence de prix entre le prix final de la transaction et le prix de *settlement* utilisé dans les TRVE constitue un risque. Bien que ce risque soit en théorie symétrique, la CRE remarque qu'un acteur souhaitant répliquer le tarif est poussé à atteindre le *Best Ask Price* pour se couvrir de manière lissée. De plus, la CRE constate, sur les données historiques, que le « *Best Ask Price* » s'est écarté davantage du prix de *settlement* que le « *Best Bid Price* ».

Cependant, pour 2025, seulement 56,2 % des volumes d'énergie des TRVE sont approvisionnés sur les marchés de gros. Ainsi, la CRE considère qu'un fournisseur efficace peut s'affranchir de la quasi-totalité de ces frais par une stratégie appropriée (stratégie de couverture, transactions internes, recours à des agrégateurs ...). Par conséquent, la CRE considère, pour 2025, que la rémunération normale suffit à couvrir les éventuels risques résiduels supportés par un fournisseur répliquant la stratégie d'approvisionnement sur les marchés des TRVE.

En revanche, avec la hausse des volumes à approvisionner sur les marchés en 2026 compte tenu de la fin de l'ARENH à partir du 1^{er} janvier 2026, la CRE considère que les frais liés aux *spread bid-ask* augmenteront même pour un acteur efficace répliquant la stratégie d'approvisionnement des TRVE. Afin de maintenir la contestabilité des TRVE dans ce contexte, la CRE intégrera dès 2026 une brique de coût spécifique liée aux *spread bid-ask*.

La CRE a d'ores et déjà pu échanger avec les acteurs sur la méthode à retenir pour la fixation de cette brique. Certains éléments opérationnels comme les données utilisées restent à préciser. Elle continuera de travailler avec les acteurs de marché pour fixer la méthode définitive à retenir la communiquera ultérieurement.

Analyse de la CRE concernant les coûts de portage financier des appels de marge requis sur le marché à terme

Dans le cadre des marchés à terme organisés, c'est la chambre de compensation qui supporte l'essentiel du risque de contrepartie, c'est-à-dire le risque qu'une partie fasse défaut et ne puisse honorer son contrat. Elle assure également l'anonymat des contreparties.

La chambre de compensation assure la surveillance des positions et exige de la part des participants le dépôt de collatéraux (dépôt de garantie), en espèces ou titres de dette, afin de respecter la marge requise dès l'ouverture d'une position de contrat à terme. La marge requise comprend :

- une marge initiale (*initial margin*) qui permet de couvrir le risque de défaut d'une contrepartie à l'ouverture d'une position. Chacune des deux contreparties est redevable d'une *initial margin*.
- une marge de variation (*variation margin*) qui correspond à la différence entre la valeur initiale de la position et sa valeur actuelle. La *variation margin* est versée par le vendeur à l'acheteur (via la chambre de compensation) si le prix est plus haut que le prix initial et versée par l'acheteur au vendeur dans le cas inverse.

Lors du débouclage de la transaction, la chambre de compensation restitue les *initial margins* aux contreparties si aucune d'entre elles n'a fait défaut. Entre le dépôt de l'*initial margin* et sa restitution, celle-ci constitue une immobilisation de capital pour les fournisseurs.

Compte tenu de la faible importance des volumes à approvisionner sur les marchés de gros en 2025, la CRE considère que ces coûts peuvent être limités par le foisonnement des positions sur les marchés et le recours à des transactions bilatérales n'incluant pas d'appel de marge.

Cependant, avec la hausse des volumes à approvisionner sur les marchés de gros à partir de 2026 compte tenu de la fin de l'ARENH à compter partir du 1^{er} janvier 2026, la CRE estime qu'il ne sera plus possible pour un fournisseur efficace de s'affranchir de la quasi-totalité de ces coûts. Ainsi, la CRE intégrera la couverture explicite de ces coûts via l'ajout d'une composante dépendant du montant des marges requises par EEX pour un fournisseur souhaitant répliquer la stratégie d'approvisionnement des TRVE dans le niveau des TRVE 2026. Elle communiquera sur la méthode de prise en compte de cette brique ultérieurement.

La CRE ne prend pas en compte de coûts supplémentaires dans les TRVE liés aux coûts de portage financier des appels de marge requis sur le marché à terme et aux *spread bid-ask* dans les TRVE 2025. Des coûts supplémentaires seront intégrés aux TRVE 2026 pour tenir compte de la hausse des volumes à approvisionner sur les marchés de gros en 2026 dans le cadre de la fin de l'ARENH.

Elle continuera de travailler avec les acteurs de marché pour fixer la méthode définitive à retenir et communiquera sur celle-ci ultérieurement.

1.3.1.7. Espérance des risques quantifiés

Conformément à la méthode de calcul des TRVE définie dans la délibération du 12 janvier 2023, la CRE intègre désormais aux coûts d'approvisionnement la valorisation de l'espérance des risques quantifiés. La méthode de calcul de l'espérance est décrite dans l'annexe A.

Dans sa consultation du 10 juillet 2024, la CRE a consulté les acteurs sur la méthode utilisée par la CRE pour modéliser le risque thermo sensibilité. Cette méthode est décrite en annexe A.

Huit acteurs se sont exprimés, tous des fournisseurs ou associations de fournisseurs. Les huit acteurs sont alignés avec la méthode utilisée par la CRE pour calculer l'espérance du risque de thermo sensibilité.

Parmi eux, trois ne rejoignent pas le CRE sur le résultat du calcul effectué dans le cadre de la proposition tarifaire en date du 18 janvier 2024. Deux acteurs considèrent que le risque thermo sensibilité devrait être couvert à un quantile de risque et deux considèrent également qu'il devrait être rattrapé *ex-post*.

La CRE exclut la couverture des risques à un quantile donné ainsi que leur rattrapage *ex-post*. L'analyse complète est donnée en section 1.3.4. Concernant le niveau de l'espérance calculé en 2024, la CRE souligne que celui-ci était conforme avec la méthode décrite en annexe A. Son niveau faible s'expliquait principalement par le calcul de l'espérance des risques par rapport à une couverture à température normale et non à température moyenne. En effet, le choix de modélisation retenu intègre également la valorisation au spot de l'écart entre consommation à température normale et consommation moyenne¹⁹. Cet écart peut se valoriser négativement si le spot simulé est moins cher que le coût de l'énergie du client (cas de l'année 2024) ou positivement dans le cas contraire.

Pour 2025, cet effet est nuancé par la baisse du prix du lissage, ce qui induit une hausse de l'espérance du risque thermo sensibilité calculé par la CRE de 0,51 €/MWh HT. Ainsi, pour 2025, la CRE évalue l'espérance des risques quantifiés à 0,51 €/MWh HT contre 0 €/MWh en 2024.

1.3.1.8. Synthèse de l'évolution du coût d'approvisionnement en énergie et en capacité

Le coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité du tarif bleu baisse de 49,0 €/MWh HT par rapport à celui pris en compte dans la précédente proposition tarifaire de la CRE en date du 18 janvier 2024. Cette évolution se décompose de la façon suivante :

¹⁹ Ces deux consommations ne sont pas strictement égales à mi-saison en raison des effets de seuil sur l'activation du chauffage

Figure 22 : Synthèse de l'évolution des coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité du tarif Bleu par rapport à la proposition de la CRE de janvier 2024

	Bleus		Variation €/MWh	Variation en %
	févr-25	févr-24	€/MWh	%HT
ARENH y.c. effet de l'écrêtement	29,8	33,6	-3,8	-11,3%
dont ARENH (ordinaire 100TWh) écrêté	18,4	19,0	-0,6	-3,0%
dont complément énergie dû à l'écrêtement	11,3	14,1	-2,7	-19,3%
dont complément capacité dû à l'écrêtement	0,1	0,5	-0,5	-90,2%
Complément marché énergie hors écrêtement ARENH	47,5	91,1	-43,5	-47,8%
Complément marché capacité hors écrêtement ARENH	2,5	4,8	-2,3	-47,9%
Espérance des risques quantifiables	0,51	0,00	0,51	-
Coût des écarts	0,73	0,60	0,13	21,7%
Contribution Sociale de Solidarité des Sociétés (C3S)	0,33	0,35	-0,02	-5,7%

1.3.2. Coûts d'acheminement (TURPE)

1.3.2.1. Impact du changement exceptionnel du calendrier du TURPE sur les TRVE

La CRE a décidé dans sa délibération du 15 janvier 2025 d'une évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTA-BT de +7,70% au 1^{er} février 2025. Cette évolution a pour conséquence de ne pas faire évoluer le niveau du TURPE 7 HTA-BT lors de son entrée en vigueur au 1^{er} août 2025.

La CRE applique la méthode d'intégration du TURPE établie dans ses précédentes propositions tarifaires. La composante de coût d'acheminement correspond au TURPE dit « optimisé » qui, pour une catégorie de clients donnée, est égal à la moyenne des options du TURPE choisies par le fournisseur qui minimisent la facture pour chacun de ses clients au sein de cette catégorie.

EDF transmet aux services de la CRE son estimation du TURPE optimisé sur la base d'une base de données détaillée des consommations réalisées de tous ses clients sur chacun des postes du TURPE. Ce calcul est historiquement réalisé d'août à août.

Le mouvement du TURPE 6 en niveau étant réalisé exceptionnellement au 1^{er} février, le calcul de TURPE optimisé intégré dans la présente délibération n'est donc pas strictement représentatif des coûts d'acheminement sur la période 1^{er} février 2025 – 1^{er} août 2026.

La CRE estime que le décalage minime de recettes qui résulterait des effets de saisonnalité sur les coûts d'acheminement pourra faire l'objet d'un rattrapage lorsque la CRE sera en mesure de déterminer plus précisément le montant associé aux coûts d'acheminement sur cette période.

Par ailleurs, étant donné que la structure des grilles des TRVE est figée depuis 2022 car les mouvements des TRVE sont réalisés en homothétie (voir section 1.4.1 de la présente délibération), l'entrée en vigueur de nouvelles grilles du TURPE 7 HTA-BT ne se répercutera pas directement dans la structure des grilles des TRVE.

Dès lors, la CRE n'envisage pas d'effectuer de nouvelle proposition de grilles en août 2025 et intégrera tout écart de recettes sur les coûts d'acheminement dans la brique de rattrapage susmentionnée lors du prochain mouvement tarifaire.

1.3.2.2. Evolution des coûts d'acheminement intégrés aux TRVE

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) applicables au 1^{er} février 2025 prévus dans la délibération de la CRE du 6 janvier 2024 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

Au 1^{er} août 2017, la CRE a introduit de nouvelles options du TURPE à quatre plages temporelles présentant une différenciation été/hiver pour les consommateurs bénéficiant de compteurs Linky. A partir du 1^{er} août 2024, la totalité des clients équipés de compteurs Linky doit être affectée à cette nouvelle option.

La CRE prend en compte pour le calcul du TURPE « optimisé » l'obligation de souscrire à cette nouvelle option pour la part des clients présents dans le portefeuille aux TRVE d'EDF équipés d'un compteur Linky. La proportion de Linky dans le portefeuille aux TRVE d'EDF est de 93,2% au 31 décembre 2023. Le taux de déploiement marginal de compteurs Linky sur le portefeuille TRVE est de 0,1% par mois, la CRE retient donc pour le calcul du TURPE optimisé un taux de déploiement des compteurs Linky de 94,4%. Le mouvement tarifaire proposé par la CRE retient donc une hypothèse de 94,4 % des clients du portefeuille TRVE affectés à une FTA 4 index.

La prise en compte de l'évolution du TURPE au 1^{er} novembre 2024 dans les TRVE 2025, conformément à la délibération de la CRE du 16 octobre 2024 implique une hausse du niveau moyen des TRVE de + 2,39 €/MWh, soit + 1,12 % des TRVE HT.

L'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTA-BT de + 7,70% au 1^{er} février 2025 qui implique une hausse moyenne des TRVE de + 4,82 €/MWh HT, soit + 2,27 % des TRVE HT.

Au total, la prise en compte des grilles TURPE au 1^{er} février 2025 implique une hausse du niveau moyen des TRVE, hors rattrapage du retard dans la prise en compte de la hausse mécanique du TURPE au 1^{er} novembre 2024 de :

- + 11,53 % HT en moyenne pour la composante de coûts relative à l'acheminement intégrée dans les TRVE pour les clients résidentiels aux TRVE, soit + 7,21 €/MWh HT ou + 3,0 % sur les TRVE TTC ;
- + 12,22 % HT en moyenne pour la composante de coûts relative à l'acheminement intégrée dans les TRVE pour les clients non résidentiels aux TRVE, soit + 7,23 €/MWh HT ou + 3,0 % sur les TRVE TTC.

1.3.3. Coûts de commercialisation

Conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat précisée en annexe A, la CRE maintient dans la présente proposition tarifaire une référence de coûts de commercialisation hors coûts d'acquisition des certificats d'économie d'énergie (CEE) correspondant aux coûts d'EDF.

Lors de sa consultation publique du 10 juillet 2024, la CRE a consulté les acteurs sur la possibilité d'utiliser pour le calcul des coûts d'acquisition des CEE une référence de marché plutôt que les coûts d'acquisition des CEE d'EDF.

Quatre acteurs dont trois fournisseurs se sont montrés favorables à l'utilisation des indices de prix de CEE Market, comme retenu dans le calcul du Prix Réglementé de Vente du Gaz (PRVG). Un acteur suggère quant à lui d'utiliser les indices Emmy Forward. 2 fournisseurs sont favorables au maintien de la référence aux coûts d'acquisition de CEE d'EDF.

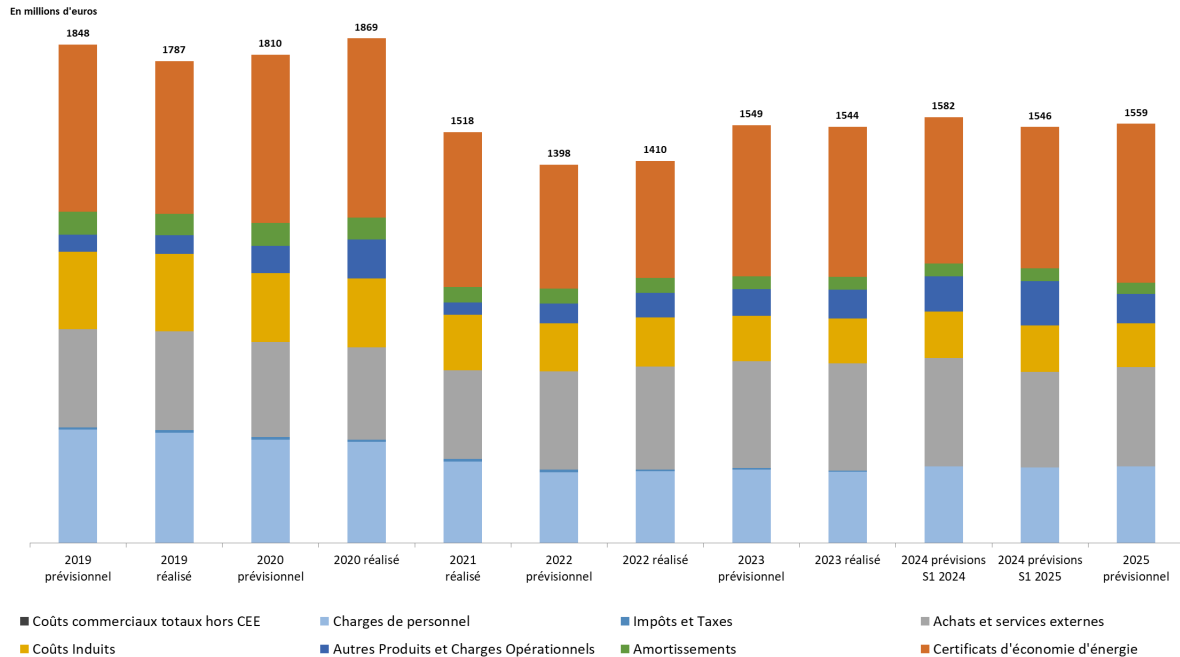
Quatre fournisseurs considèrent que les deux références mentionnées ci-dessous présentent des faiblesses mais que l'introduction de l'indice Emmy Forward pourrait à terme constituer une bonne référence.

En l'absence de consensus chez les acteurs de marché, la CRE décide de conserver pour le mouvement tarifaire de 2025 la référence du coût des CEE d'EDF. La CRE reste ouverte à la possibilité de modifier cette méthode dans l'éventualité de l'émergence d'une nouvelle référence de prix reconnue par la majorité des acteurs.

1.3.3.1. Evolution des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition des CEE d'EDF au périmètre TRVE

Le graphique ci-dessous représente l'évolution des coûts de commercialisation en millions d'euros sur le périmètre des TRVE d'EDF en France selon les données les plus récentes transmises par EDF. Les valeurs définitives des coûts réalisés pour l'année 2024 et des prévisions pour l'année 2025 pourront faire l'objet d'une mise à jour lors du prochain mouvement tarifaire.

Figure 3 Evolution des coûts de commercialisation et d'acquisition de CEE déclarés par EDF au périmètre TRVE entre 2019 et 2025



Comparaison entre les coûts de commercialisation prévisionnels et réalisés provisoires pour l'exercice 2024

Les données transmises par EDF montrent une baisse des coûts de commercialisation pour l'année 2024 par rapport à la prévision intégrée dans les TRVE en janvier 2024 de 36 M€, dont 17 M€ pour les coûts de commercialisation hors CEE. Cette baisse est liée à la baisse du poste lié aux achats et aux services externes.

La baisse du coût d'approvisionnement en CEE est liée à un coût unitaire des CEE plus faible que celui anticipé allié à une baisse des volumes approvisionnés sur la période.

Coûts de commercialisation prévisionnels pour 2025

Les coûts commerciaux prévisionnels (en valeur absolue en euros) déclarés par EDF pour l'année 2025 sont en baisse de 21 M€, soit - 1,4 % par rapport aux coûts réalisés estimés pour 2024. Cette baisse est principalement portée par la baisse des coûts de commercialisation hors CEE (- 43 M€) et s'explique également par une diminution des « irrécouvrables ».

La baisse du coût des CEE chez les clients résidentiels est la conséquence de la baisse des volumes vendus aux TRVE.

1.3.3.2. Composante des coûts de commercialisation unitaires retenue dans les TRVE

Conformément au principe d'empilement tarifaire, la construction des TRVE comprend les composantes de coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition des CEE. Ces composantes sont établies sur le fondement des coûts prévisionnels de l'année 2025 tels que présentés précédemment, répartis entre les segments des clients résidentiels et non résidentiels et des hypothèses d'évolution des volumes de vente des TRVE.

La CRE prend également en compte la contrepartie financière versée aux fournisseurs par les gestionnaires de réseau de distribution pour la gestion des consommateurs en contrat unique. Conformément à la délibération de la CRE n°2025-01 du 6 janvier 2025, la contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération s'élève à 7,78 € par an et par client raccordé en BT ≤ 36 kVA. La composante de commissionnement en €/MWh évolue suivant la nouvelle prévision du nombre de clients aux TRVE pour 2025 transmise par EDF.

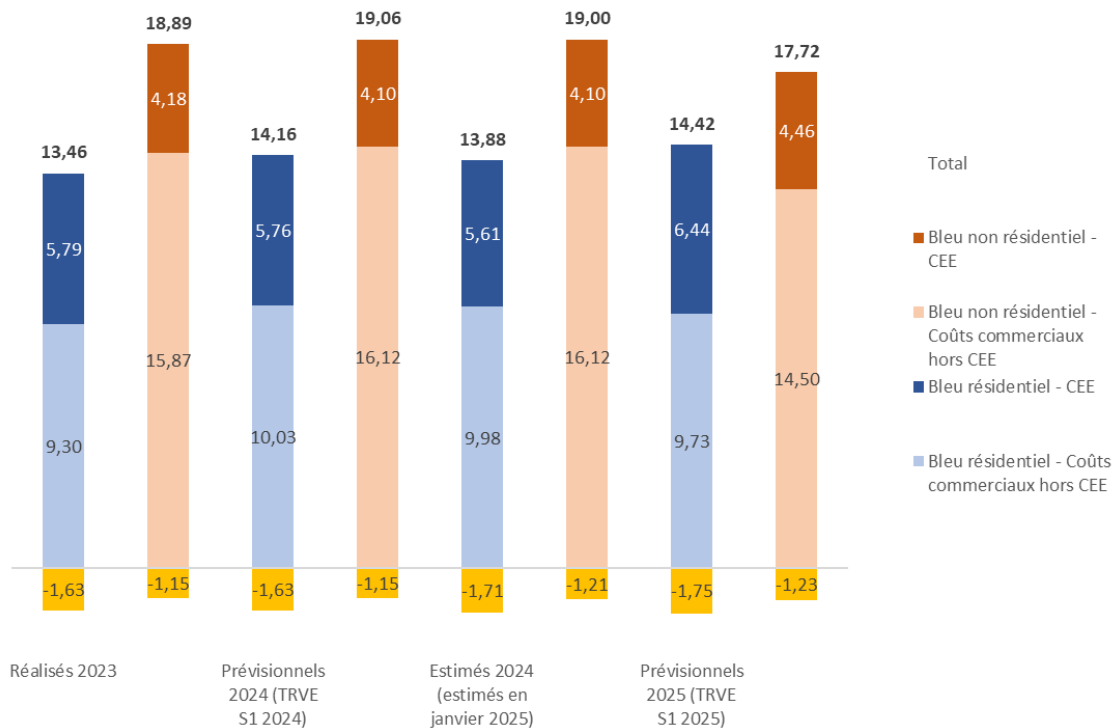
Conformément à la délibération n°2023-03 susmentionnée, afin d'apporter davantage de transparence aux acteurs sur les coûts d'approvisionnement en CEE retenus dans les TRVE, le coût des CEE d'EDF est désormais explicité dans la brique de coûts de commercialisation.

Les coûts de commercialisation prévisionnels unitaires en €/MWh pour les clients résidentiels, que la CRE prend en compte dans la proposition tarifaire, augmentent par rapport aux coûts intégrés dans les TRVE en 2024. Malgré la baisse en valeur absolue des coûts de commercialisation prévisionnels précisée précédemment, cette hausse des coûts de commercialisation prévisionnels unitaires s'explique par la baisse des volumes prévisionnels de consommation du portefeuille TRVE d'EDF pour 2025, liée à une érosion du nombre de sites par rapport à 2024 et à une baisse de la consommation par site prévisionnelle.

L'évolution des coûts de commercialisation retenue pour 2025 se traduit par une hausse des TRVE résidentiels de + 0,27 €/MWh (dont + 0,62 €/MWh lié aux CEE), et une baisse de - 1,11 €/MWh des TRVE non résidentiels (dont + 0,5 €/MWh lié aux CEE).

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des coûts unitaires au périmètre des TRVE.

Figure 4 Coûts de commercialisation incluant le coût d'acquisition des CEE d'EDF pour les clients aux TRVE bleus



1.3.4. Rémunération normale de l'activité de fourniture

Dans une activité peu capitalistique comme c'est le cas de l'activité de fourniture sur le marché de détail de l'électricité, la CRE a retenu, au titre de la rémunération normale, une marge dite « à risque » ayant vocation à couvrir les coûts liés aux risques associés à cette activité ainsi qu'à assurer la rémunération des capitaux engagés dans l'activité de fourniture.

Ce point a été confirmé par le Conseil d'Etat dans la décision n°470263²⁰ du 30 juillet 2024: « *le montant de la marge dite « à risque » de 3,74 euros par mégawattheure, historiquement fixé sur la base d'un parangonnage réalisé lors de la préparation de la proposition tarifaire du 13 juillet 2016 ayant consisté à analyser sur plusieurs années les marges commerciales de fournisseurs d'électricité européens comparables aux fournisseurs alternatifs opérant sur le marché français, a pour objet, non seulement de rémunérer les capitaux investis, mais également de couvrir l'espérance mathématique du coût des risques associés à l'activité de fourniture, dont celui lui à la thermosensibilité des consommateurs.* »

Dans la délibération du 12 janvier 2023, la CRE a fait évoluer la construction de la composante de rémunération normale. Dans ce cadre, la valorisation de l'espérance des risques quantifiés est intégrée aux coûts d'approvisionnements des TRVE, et le niveau de la brique de l'empilement relative à la rémunération normale est fixé à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages. Le niveau de la rémunération normale a été fixé initialement à partir d'un benchmark des marges de fournisseurs européens réalisé en 2016.

La CRE a consulté les acteurs lors de sa consultation publique du 10 juillet 2024 afin d'estimer quel pourrait être le niveau de marge adapté à l'augmentation des risques portés par les fournisseurs alternatifs consécutive à la fin de l'ARENH au 31 décembre 2025.

Lors de cette consultation, la totalité des fournisseurs répondant a considéré que le niveau de marge devait être augmenté en 2026 afin de couvrir la hausse des risques, et notamment du risque d'optionnalité. En effet, les clients sont libres, à tout moment, d'exercer leur « droit d'option » et de souscrire ou quitter les TRVE ou une offre indexée. Avec un approvisionnement lissé deux ans de tous les volumes, ce risque augmente.

Trois fournisseurs sur les dix répondants ont demandé que les TRVE intègrent une marge commerciale fixe en €/MWh. Ces fournisseurs considèrent qu'elle est nécessaire afin de se prévenir de rémunérations trop faibles en cas de baisse importante des prix de gros.

Cinq fournisseurs ont demandé une couverture à un quantile donné des risques quantifiables supportés par un fournisseur alternatif, allant de P75 à P95 (risque lié à la thermosensibilité des consommateurs, risque de consommation « macro-économique », risque lié au complément de prix ARENH, risque lié aux erreurs de prévision du portefeuille, risque lié à l'approvisionnement en capacité notamment). Un de ces fournisseurs demande l'inclusion d'une marge fixe en €/MWh en sus de la rémunération normale déjà intégrée dans les TRVE, alors que deux autres proposent qu'une régularisation ex-post soit réalisée sur le coût constaté des risques quantifiés.

La totalité des fournisseurs a demandé une hausse de la rémunération normale. En outre, quatre fournisseurs ont demandé que la rémunération normale incluse dans les TRVE soit revue à la hausse dès 2025.

Analyse de la CRE concernant la méthode de calcul et le niveau de la rémunération normale de l'activité

L'évaluation précise de la rémunération normale attendue par un acteur efficace est particulièrement complexe et revêt une dimension normative. En particulier, certains risques perçus ne sont pas explicitement quantifiables, notamment le risque lié à l'évolution du cadre réglementaire. Pour cette raison, la CRE s'était initialement orientée vers une méthode permettant aux acteurs d'attendre une rémunération normale cohérente avec les pratiques du marché et de couvrir les risques quantifiables en espérance.

En tout état de cause, les propositions de certains fournisseurs (calage de la marge sur une couverture des risques à 75 % ou 90 %) conduiraient à des niveaux de marge potentiellement déraisonnables et surtout très volatiles, susceptibles de remettre en cause la stabilité des TRVE. A cet égard, la CRE souligne l'hétérogénéité des niveaux de couverture de risque remontés par les fournisseurs dans leur contribution à la consultation publique.

Si la couverture des quantiles ne constitue pas une condition pour déterminer le niveau de marge, le niveau des risques supportés par les fournisseurs alternatifs reste fortement dépendant des conditions de marché. Le choix de calculer la rémunération normale sur le fondement d'un pourcentage permet de prendre en compte en continu cet effet. A l'inverse, la fixation d'une rémunération normale en €/MWh impliquerait de réévaluer le niveau à chaque mouvement tarifaire dépendamment des conditions de prix observées sur les marchés de gros par exemple.

La CRE rappelle toutefois que la définition de la marge en % des TRVE hors taxe et hors rattrapage s'applique sur toutes les briques des TRVE y compris celles non risquées pour les fournisseurs (coûts d'acheminement notamment).

Enfin, le rattrapage ex-post du coût réalisé des risques quantifiés ne correspond pas aux pratiques des fournisseurs observées sur le bas de portefeuille sur le marché de détail.

Concernant le niveau de la rémunération normale incluse dans les TRVE, la CRE avait indiqué dans la délibération du 12 janvier 2023 portant communication sur la méthode des TRVE qu'elle conduirait une étude pour mettre à jour son benchmark portant sur les marges d'acteurs français et européens ayant des activités comparables aux fournisseurs d'électricité.

À la suite de la mise à jour de ce benchmark et des récents échanges de la CRE avec les acteurs de marché, la CRE estime qu'il est justifié d'augmenter le niveau de marge intégré aux TRVE. Il ressort de ces analyses qu'un niveau de marge de 2,5 % des TRVE hors taxes et hors rattrapage apparaît adapté au nouvel environnement de marché caractérisé par une augmentation de la volatilité des prix de marché et la fin du dispositif ARENH en 2026.

La CRE fait évoluer le pourcentage de marge dans la rémunération normale de 2 % à 2,5 % des TRVE hors taxes et hors rattrapages. La CRE maintient sa méthode de construction de la rémunération normale : la valorisation de l'espérance des risques quantifiés sera intégrée aux coûts d'approvisionnements des TRVE et le niveau de la brique de l'empilement relative à la rémunération normale sera fixé, en cohérence avec le benchmark de 2023-2024, à 2,5 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages.

En application de cette méthode de calcul, la rémunération normale que la CRE intègre aux TRVE en 2025, hors espérance des risques quantifiables, est de 4,14 €/MWh HT (4,14 €/MWh pour les TRVE résidentiels et 4,13 €/MWh pour les TRVE non résidentiels).

Comme indiqué précédemment, l'espérance des risques intégrée aux coûts d'approvisionnement en énergie est évaluée à 0,51 €/MWh.

1.3.5. Rattrapages

1.3.5.1. Rattrapages antérieurs à 2023

La CRE avait intégré dans sa proposition tarifaire en date du 18 janvier 2024 une composante de rattrapage de - 0,25 €/MWh dans les TRVE des clients résidentiels et de - 0,19 €/MWh dans les TRVE des clients non résidentiels au titre du rattrapage de la surcouverture des pertes de recettes liées au gel tarifaire de 2022.

L'écart entre les consommations estimées pour le calcul de la valeur de ce rattrapage et les consommations réelles sur l'année 2023 a conduit à surestimer la surcouverture perçue par EDF en 2023.

De plus, il existe un décalage structurel d'un mois entre le calcul des TRVE, qui prend en compte les coûts de fourniture d'électricité de l'année calendaire, et l'entrée en vigueur de ces TRVE, qui intervient au 1^{er} février. A ce titre, la CRE avait intégré pour rattraper l'écart de fourniture du mois de janvier 2023 une brique de rattrapage de 19,79 €/MWh pour les clients résidentiels et de 14,98 €/MWh pour les clients non résidentiels au titre de janvier 2023.

La CRE avait également intégré un rattrapage des coûts commerciaux au titre de 2023 d'un montant de 0,06 €/MWh pour les clients résidentiels et de -1,74 €/MWh pour les clients professionnels afin de compenser l'écart entre les montants en euros des coûts commerciaux inclus dans les TRVE 2023 et les coûts commerciaux réalisés provisoires pour cette même année.

L'écart entre les consommations estimées pour le calcul de la valeur de ce rattrapage et les consommations estimées à ce jour de l'année 2024 a conduit à sous-couvrir les montants à rattraper au titre de 2023.

Il en résulte une composante de rattrapage positive de + 0,27 €/MWh dans les TRVE des clients résidentiels et de + 1,26 €/MWh dans les TRVE des clients non résidentiels au titre des rattrapages antérieurs à 2024.

1.3.5.2. Rattrapages au titre de 2024

Rattrapage au titre de janvier 2024

Dans sa précédente proposition tarifaire de la CRE en date du 18 janvier 2024, la CRE a intégré de manière *ex-ante* le rattrapage du décalage structurel du mois de janvier 2024 pour donner suite à la consultation publique menée du 15 novembre 2023 au 15 décembre 2023 ce qui correspondait à une brique de - 16,01 €/MWh pour les TRVE résidentiels et de - 13,52 €/MWh pour les TRVE non résidentiels.

L'écart entre les consommations estimées en janvier 2024 chez les consommateurs résidentiels pour le calcul de la valeur de ce rattrapage et les consommations réalisées 2024 ont conduit à sous-estimer l'écart de recettes à rattraper chez les résidentiels au titre de janvier 2024.

Il en résulte une composante de rattrapage négative de -0,20 €/MWh dans les TRVE des clients résidentiels et de + 0,29 €/MWh dans les TRVE des clients non résidentiels au titre du rattrapage du mois de janvier 2024.

Rattrapage des coûts commerciaux sur l'année 2024

EDF a transmis à la CRE une estimation de ses coûts commerciaux réalisés sur l'année 2024 (cf. section 1.3.3). Dans la continuité des exercices tarifaires précédents, la CRE introduit une brique de rattrapage de -0,16 €/MWh pour les clients résidentiels et de -0,19 €/MWh pour les clients professionnels afin de compenser l'écart entre les montants en euros des coûts commerciaux inclus dans les TRVE 2024 et les coûts commerciaux réalisés provisoires pour cette même année, ainsi que la différence entre les volumes consommés estimés et réalisés en 2024.

Rattrapage du décalage de la prise en compte de la hausse du TURPE au 1^{er} novembre 2024

Dans sa délibération n°2024-190 du 16 octobre 2024 portant proposition des TRVE²¹, la CRE avait indiqué que le report de la prise en compte de l'évolution du TURPE au 1^{er} novembre 2024 dans les TRVE au 1^{er} février 2025 ferait l'objet d'un rattrapage.

La CRE a calculé le manque de recettes engendré par ce report du 1^{er} novembre 2024 au 31 janvier 2025. Ce calcul prend notamment en compte la saisonnalisation des coefficients de soutirage pour les clients Linky. Le rattrapage correspond à une brique de + 0,98 €/MWh pour les TRVE résidentiels et de + 0,92 €/MWh pour les TRVE professionnels.

Une majorité de fournisseurs, en réponse à la consultation publique du 10 septembre 2024²² a demandé de réaliser le rattrapage sur six mois afin de réduire les effets négatifs du report sur leur trésorerie. La pratique habituelle de la CRE est cependant de réaliser les rattrapages sur douze mois. Cette pratique permet une meilleure stabilité tarifaire et minimise la valeur absolue du rattrapage évitant ainsi des périodes où le tarif s'écarte de l'empilement tarifaire. La CRE retient, en cohérence avec la méthode utilisée pour les autres rattrapages, de réaliser ce rattrapage sur douze mois.

²¹ Délibération n°2024-190 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité et des tarifs de cession de l'électricité.

²² Consultation publique n°2024-14 relative au report au 1^{er} février 2025 de la prise en compte de l'évolution du TURPE dans les tarifs réglementés de vente d'électricité.

D'autres acteurs ont souligné l'importance de la structure du rattrapage et ont souhaité que celui-ci soit ventilé sur la part fixe et la part variable des TRVE. Au vu du poids relatif limité de ce rattrapage, la CRE ne considère pas opportun de complexifier la structure du rattrapage pris en compte et retient un rattrapage appliqué uniquement sur la part énergie.

La CRE introduit donc une brique de rattrapage de + 0,98 €/MWh pour les TRVE résidentiels et de + 0,92 €/MWh pour les TRVE professionnels. Conformément à la méthode de prise en compte du TURPE dans les TRVE, cette brique ne sera pas corrigée des données de consommation réalisées.

1.3.5.3. Rattrapages au titre du mois de janvier 2025

Conformément à sa délibération du 18 janvier 2024, la CRE intègre le rattrapage du décalage structurel du mois de janvier 2025 de manière ex-ante dans les TRVE 2025.

Cela correspond à une brique de - 6,48 €/MWh pour les TRVE résidentiels et de - 6,22 €/MWh pour les TRVE professionnels.

Au total, la composante de rattrapage totale est de - 5,53 €/MWh HT pour les tarifs bleus résidentiels et de - 3,94 €/MWh HT pour les tarifs non résidentiels.

1.4. Barèmes tarifaires

Aux termes de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie « afin d'inciter à la maîtrise de la consommation, en particulier pendant les périodes de pointe, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie peuvent fixer par arrêté pris annuellement après avis de la Commission de régulation de l'énergie :

- le pourcentage maximal que peut représenter la part fixe dans la facture hors taxes prévisionnelle moyenne à température normale pour chaque puissance souscrite de chaque option tarifaire du " tarif bleu résidentiel " ;
- le niveau minimal du rapport entre le prix de la période tarifaire le plus élevé et le prix de la période tarifaire le plus faible que doit respecter au moins une option du " tarif bleu " accessible aux consommateurs résidentiels. [...] »

L'arrêté du 29 juin 2020 pris en application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie fixe à 7 le niveau minimal du ratio susmentionné et ne fixe pas de plafonnement du montant de la part fixe.

La CRE applique dans les barèmes tarifaires le ratio de 7 à la seule option Tempo bleu résidentiel de manière cohérente avec ses précédentes propositions tarifaires.

En raison de l'électrification des usages et du développement des énergies renouvelables, les besoins de flexibilité du système électrique français sont amenés à croître fortement. L'adaptation des signaux tarifaires dans les TRVE est un moyen efficace et décarboné pour répondre à ce nouvel enjeu tout en permettant aux consommateurs de réduire leur facture.

La CRE a mené du 10 juillet au 27 septembre 2024 une consultation publique sur la structure des TRVE²³.

²³ Consultation publique n° 2024-10 du 10 juillet 2024 relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE.

1.4.1. Evolutions méthodologiques de construction des TRVE visant à conserver l'attractivité de l'option HP/HC par rapport à l'option Base

Contenu de la consultation publique

La CRE a consulté les acteurs pour avoir leur avis sur la question de l'attractivité de l'option HP/HC.

Depuis 2016 et la mise en œuvre de la construction des TRVE par empilement des coûts, l'attractivité relative de l'option HP/HC par rapport à l'option Base a progressivement diminué. La part de la consommation devant être placée pendant les HC afin que l'option HP/HC soit plus attractive que l'option Base²⁴ a sensiblement augmenté, passant de 41 % en HC en 2016 à 60 % en 2021. Ce déficit d'attractivité s'est résorbé en 2022, résultat d'un *pricing* particulier pendant la crise, et a perduré en 2023 et 2024 grâce à la méthode d'évolution des TRVE par homothétie mise en œuvre par la CRE.

Les simulations menées par la CRE montrent que le ratio d'équilibre entre HP/HC et Base retrouverait son niveau de 2021 dès le mouvement de 2025 si la méthode par empilement des coûts était rétablie, et la CRE estime qu'il est essentiel de préserver le gisement de flexibilité de l'option HP/HC en maintenant l'attractivité de cette option vis-à-vis de l'option Base. Pour cela, la CRE a étudié trois méthodes alternatives :

- la méthode de construction par homothétie, proposée en 2023 et 2024 ;
- la méthode de construction par « option cible », consistant à établir une option « cible » intermédiaire, regroupant les consommateurs de l'option base et HP/HC, à partir de laquelle seraient définis les tarifs des options Base et HP/HC ;
- la méthode de construction par « ratio cible », fixant un ratio d'équilibre cible et de modifiant la structure des tarifs Base et HP/HC de manière à atteindre ce ratio d'équilibre cible.

La CRE a proposé lors de la consultation pour 2025, de conserver ce gisement en prolongeant la méthode de construction par homothétie. Quant à l'année 2026, la CRE a exposé les deux autres solutions comme étant envisageables à ce stade, en privilégiant à ce stade l'option cible pour ses meilleures propriétés.

Retour des acteurs à la consultation publique

La moitié des répondants (dont EDF, quelques fournisseurs alternatifs, RTE et SIPPAREC) s'est montrée favorable à la prolongation de l'homothétie en 2025. Certains acteurs ne se montrent pas défavorables à cette solution mais préféreraient mettre en place une des nouvelles méthodes proposées dès l'année 2025. Enfin, les quelques acteurs défavorables soulignent le caractère arbitraire de la méthode pour s'opposer à son renouvellement en 2025.

La quasi-totalité des acteurs répondants est défavorable à la mise en place de la méthode de construction par « ratio cible ». Bien que ces acteurs reconnaissent l'intérêt de cette méthode pour inciter les consommateurs à déplacer leur consommation, ils soulignent l'importance que les grilles tarifaires ne soient pas construites avec une part trop importante d'arbitraire.

S'agissant de la construction des grilles par « option cible », EDF ainsi que certains fournisseurs alternatifs et quelques associations de consommateurs y sont favorables. Ces acteurs mentionnent la pertinence économique de la méthode, qui préserve l'attractivité de l'option HP/HC de manière plus naturelle tout en renforçant la contestabilité des TRVE. Certains acteurs soulignent cependant l'importance d'analyser l'impact sur les consommateurs et fournisseurs avant de mettre en place une telle méthode, et souhaitent avoir davantage de détails sur ses aspects techniques courant 2025 avant d'y adhérer complètement. Certains acteurs s'interrogent sur la pertinence de la mise en place de la méthode pour les puissances inférieures à 6 kVA.

Les fournisseurs défavorables considèrent que la déformation de l'empilement des coûts reste trop importante et préféreraient que les incitations au déplacement de la consommation viennent de l'augmentation de l'écart entre les deux postes de l'option HP/HC ou de la mise en place d'un mark-up sur l'option Base. UFC que choisir et GRDF sont quant à eux défavorables à un renchérissement de l'option Base.

²⁴ Aussi définit comme « ratio d'équilibre »

Propositions de la CRE :

Au regard des réponses des acteurs et par souhait d'éviter les instabilités susceptibles de nuire à la lisibilité des signaux tarifaires, à l'approche de l'année 2026 qui verra la disparition de l'ARENH dans l'empilement tarifaire, la CRE propose de calculer les grilles du mouvement tarifaire de 2025 avec la méthode de construction par homothétie. La méthode de calcul par option cible reste l'option privilégiée par la majorité des fournisseurs et consommateurs parmi les options proposées pour garantir l'attractivité de l'option HP/HC, la CRE privilégie à ce stade d'appliquer l'option cible en 2026 pour ses meilleures propriétés. La CRE publiera en 2025 les détails techniques de la méthode retenue, qu'elle construira avec les retours des acteurs du marché.

1.4.2. Cas de l'option Tempo

La CRE a également consulté sur les évolutions de méthode à venir concernant l'option Tempo.

L'application de l'homothétie, d'une part, et le retour à des fondamentaux de marché moins contrastés que pendant la crise, d'autre part, ont contribué à écarter sensiblement le niveau des TRVE Tempo résidentiels des coûts obtenus par empilement. Bien que la contestabilité par catégorie tarifaire soit toujours bien respectée, la CRE estime nécessaire de s'assurer que la structure de cette option ne s'écarte pas significativement de l'empilement des coûts.

Ainsi, la CRE a interrogé les acteurs sur la possibilité de lisser le niveau de l'option Tempo des TRVE résidentiels sur les prochaines années, de manière à la rapprocher de ses coûts obtenus par empilement, tout en conservant son attractivité et la lisibilité de ses signaux tarifaires.

La majorité des acteurs s'est montrée favorable à cette mesure et souhaite qu'elle soit mise en place dès 2025. Certains acteurs souhaiteraient même que ce lissage soit le plus rapide possible, voire immédiat. Quelques acteurs sont défavorables (RTE et FNCCR) à la remise à niveau de cette option car ils estiment qu'elle apporte une flexibilité importante sur la demande.

La CRE propose d'opérer un lissage pour le mouvement de l'année 2025 de manière à rapprocher l'option Tempo de son empilement, en veillant à ne pas nuire à la lisibilité des signaux tarifaires envoyés. Le lissage retenu entraîne une baisse de l'option Tempo limitée à 2% TTC à compter du 1^{er} février 2025 ce qui permet de se rapprocher significativement de l'empilement tarifaire, tout en préservant son attractivité pour le consommateur final. La CRE poursuivra ce rapprochement entre l'option TEMPO et son empilement de manière lissée sur les prochains mouvements tarifaires.

1.4.3. Adaptation de l'option Base

Contenu de la consultation publique

La CRE a, dans sa consultation publique, appelé les acteurs à donner leur avis sur l'évolution de l'option Base dans les TRVE pour les consommateurs résidentiels. Elle a notamment interrogé les acteurs sur la suppression l'option Base pour les consommateurs résidentiels ayant des puissances souscrites allant de 18 à 36 kVA, qui est actuellement en extinction, et de mettre en extinction la Base pour les puissances souscrites comprises entre 9 et 15 kVA pour les consommateurs résidentiels. Cette mise en extinction signifie que les clients qui ont actuellement souscrit l'option Base avec une puissance souscrite comprise entre 9 et 15 kVA la conserveront mais ne pourront pas changer de puissance souscrite. Les nouveaux clients, notamment en cas de déménagement, ne pourront pas souscrire l'option Base des TRVE avec une puissance souscrite comprise entre 9 et 15 kVA.

Dans cette consultation, la CRE a également interrogé les acteurs sur l'expérimentation d'une nouvelle option pour mobiliser la flexibilité des consommateurs résidentiels Base 3 à 6 kVA, pour lesquels le signal HP/HC est moins adapté. La CRE a en effet identifié l'opportunité de construire une option comportant un tarif inférieur à celui qui serait calculé dans le cadre d'une option Base toutes les heures de l'année, sauf pendant les périodes les plus tendues du système électrique. Les heures de pointe représenteraient quelques heures en journée, en ciblant le matin et le soir, et seraient concentrées pendant les mois d'hiver. Cette structure tarifaire permettrait de récompenser les efforts réalisés lors des périodes les plus chargées pour le système électrique. Elle pourrait également s'accompagner d'heures super creuses supplémentaires, la nuit et le week-end.

La CRE souhaite mener dans un premier temps, en 2025/2026, une expérimentation pour calibrer au mieux l'option et éviter d'éventuels effets d'aubaine ou autres conséquences négatives. En fonction des résultats de l'expérimentation, l'option Base des TRVE pourrait évoluer vers cette nouvelle option.

Retours des acteurs à la consultation publique

Les réponses sont très largement favorables à la suppression de la Base pour les puissances souscrites comprises entre 18 et 36 kVA pour les consommateurs résidentiels, avec toutefois des difficultés techniques remontées par deux acteurs, pour les consommateurs ne disposant pas de compteur permettant de gérer des tarifs avec plusieurs index, et pour les consommateurs en triphasé. Un acteur est également opposé à cette proposition, avec le motif qu'elle obligerait les consommateurs concernés à modifier leur contrat.

La majorité des répondants est favorable à la mise en extinction de l'option Base pour les consommateurs résidentiels ayant des puissances souscrites comprises entre 9 et 15 kVA. En revanche, certains acteurs soulignent la difficulté, en particulier pour les consommateurs en 9 kVA, à adapter leur consommation au tarif HP/HC et préconisent une mise en extinction progressive de la Base : dans un premier temps pour les 12-15 kVA, et dans un second temps les 9 kVA.

Les réponses des acteurs sont majoritairement favorables à l'expérimentation d'une nouvelle option au sein des TRVE pour les consommateurs résidentiels, bien que les fournisseurs alternatifs y soient en général opposés.

Propositions de la CRE

La CRE propose de supprimer l'option Base des TRVE pour les puissances souscrites allant de 18 à 36 kVA pour les consommateurs résidentiels, sauf en cas de difficultés liées au dispositif de comptage, à partir du premier mouvement tarifaire de 2026 (date d'effet de la suppression). La CRE propose que les clients n'ayant pas modifié leur option un an après la date d'effet de la suppression soient basculés dans l'option HP/HC en conservant leur puissance souscrite, soit début 2027.

La CRE propose également de mettre en extinction l'option Base des TRVE pour les puissances souscrites comprises entre 9 et 15 kVA à partir du mouvement tarifaire de février 2025 pour les consommateurs résidentiels. Les clients qui ont actuellement souscrit cette option la conserveront mais ne pourront pas changer de puissance souscrite ; les nouveaux clients ne pourront pas souscrire d'option Base au TRVE avec une puissance souscrite comprise entre 9 et 15 kVA.

Cette mesure s'accompagnera d'un suivi du nombre de clients Base de puissance souscrite comprise entre 9 et 15 kVA aux TRVE et en offre de marché, pour vérifier que les clients Base sont orientés vers des options renvoyant des signaux tarifaires.

Enfin, la CRE poursuivra ses travaux pour expérimenter une nouvelle option au sein des TRVE en 2025/2026 pour les consommateurs résidentiels de puissance souscrite comprise entre 3 et 6 kVA.

1.4.4. Mise en extinction des tarifs vert A option A5 BASE et A5 EJP

Actuellement, les consommateurs aux TRVE raccordés en HTA pour leurs sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA souscrivent l'option Base ou EJP du tarif vert A5. Les coûts d'acheminement de ce tarif sont calculés grâce à un TURPE dit « optimisé » c'est-à-dire un TURPE moyenné sur ses versions (courte et longue utilisations) sur le portefeuille global. Cette méthode est conforme à la méthode employée en BT inf 36 mais est différente de la méthode employée en HTA sup 36 (cf. paragraphe 2.2) où chaque version du TURPE est retranscrite dans les TRVE.

Pour éviter des effets de bord à la limite 36 kVA en HTA, et permettre une meilleure lisibilité des grilles tarifaires, la CRE envisage de mettre en extinction le tarif vert A5 (pour ses deux options) au 1^{er} février 2026. La CRE calculera des grilles pour les TRVE HTA inf 36 avec la même méthode que celle utilisée pour les TRVE HTA sup 36. Cette extinction concerne actuellement environ 1700 consommateurs. Conformément à l'article R. 337-20 du code de l'énergie, cette option ne sera plus proposée à compter de la date de mise en extinction. En revanche, un consommateur dont le contrat serait en cours la conservera s'il ne change pas de puissance souscrite.

1.5. Couverture des coûts comptables de fourniture d'EDF

L'article L.337-6 du code de l'énergie, dispose que :

« En outre, les tarifs réglementés sont établis de manière à ce que le produit total qu'ils procurent couvre, pour l'année en cause et les deux années qui précèdent, l'ensemble des coûts de l'activité de fourniture d'électricité à ce titre. Ce produit total est apprécié, s'il y a lieu, en prenant en compte les sommes perçues en compensation de la fixation des tarifs réglementés à un niveau inférieur à celui résultant de l'application du présent alinéa. »

L'article R337-19 du code de l'énergie prévoit que *« Pour chaque catégorie tarifaire mentionnée à l'article R. 337 18, le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité est déterminé, sous réserve de la prise en compte des coûts de l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés d'Electricité de France et des entreprises locales de distribution, par l'addition du coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement, qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture. »*

Dans ce cadre, la CRE a vérifié pour 2025 la couverture des coûts de fourniture d'EDF par les TRVE sur le fondement des données transmises par EDF et comme étant la somme des coûts comptables, incluant les frais financiers mais hors rémunération des capitaux propres pour 2023, 2024 et 2025. Les données de 2025 transmises par EDF sont restreintes au périmètre des TRVE inf 36.

2. Les TRVE proposés dans les ZNI

La CRE a pour mission de proposer les TRVE dans les territoires suivants : Corse²⁵, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint-Pierre et Miquelon (SPM) et Wallis-et-Futuna.

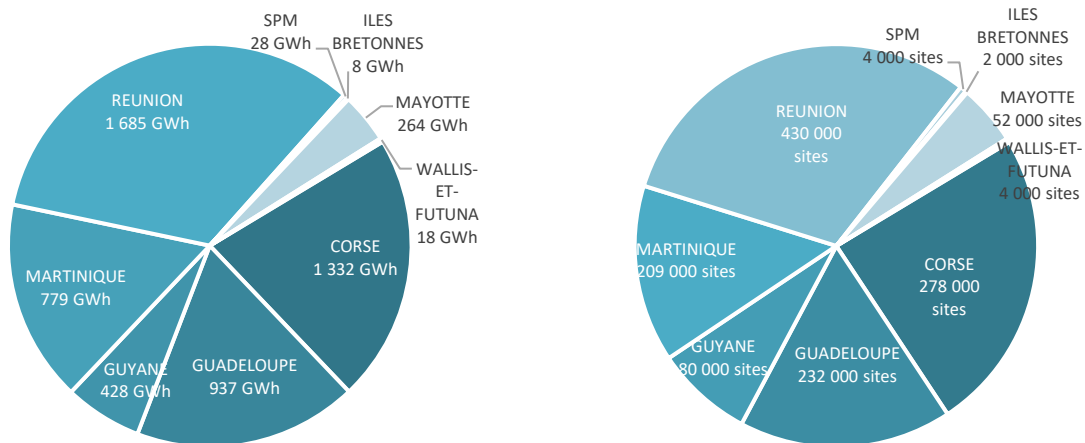
Depuis 2017, la CRE propose deux options pour les TRVE BT sup 36 et HTA en ZNI : le tarif « Transition Energétique » reflétant la structure des coûts de fonctionnement réels des parcs de production avait pour vocation à remplacer à terme le tarif « historique » mais ils ont finalement coexisté jusqu'à aujourd'hui. En 2025, La CRE relancera les études et les concertations sur l'opportunité de supprimer le tarif « historique ».

²⁵ La CRE a également pour mission de proposer les TRVE pour les sites situés sur les îles d'Ouessant, Molène, Sein et Chausey. Dans les annexes, le terme « zones non interconnectées de France métropolitaine » regroupe Corse et les îles évoquées précédemment.

2.1. TRVE proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36kVA

Les consommateurs raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA représentent 5,5 TWh soit 1 292 000 sites au 31 décembre 2023 qui se décomposent comme suit :

Figure 5 : Etat des lieux au 31 décembre 2023 du nombre de sites et de l'énergie consommée, par tarif et par ZNI pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA (TRVE bleus) - Source : EDF SEI, EDM et EEWf



En continuité avec les barèmes actuellement en vigueur, les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels applicables en France métropolitaine continentale s'appliquent à l'identique, en niveau et en structure, aux consommateurs résidentiels et petits professionnels des ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA.

Il en résulte que le niveau moyen des TRVE évolue comme suit (hors évolution de la rémanence d'octroi de mer) :

- 22,61 % HT soit – 48,01 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- 22,67 % HT soit – 48,46 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.

Les situations fiscales étant différentes entre ZNI, le niveau moyen des TRVE TTC n'évoluera pas de la même façon selon chaque ZNI.

Un consommateur typique vivant à la Réunion²⁶ voit sa facture évoluer de – 45,1 €/MWh HT (comprenant la ROM) et de – 33,7 €/MWh TTC soit -11,9 %.

2.2. TRVE proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA ou raccordés en haute tension

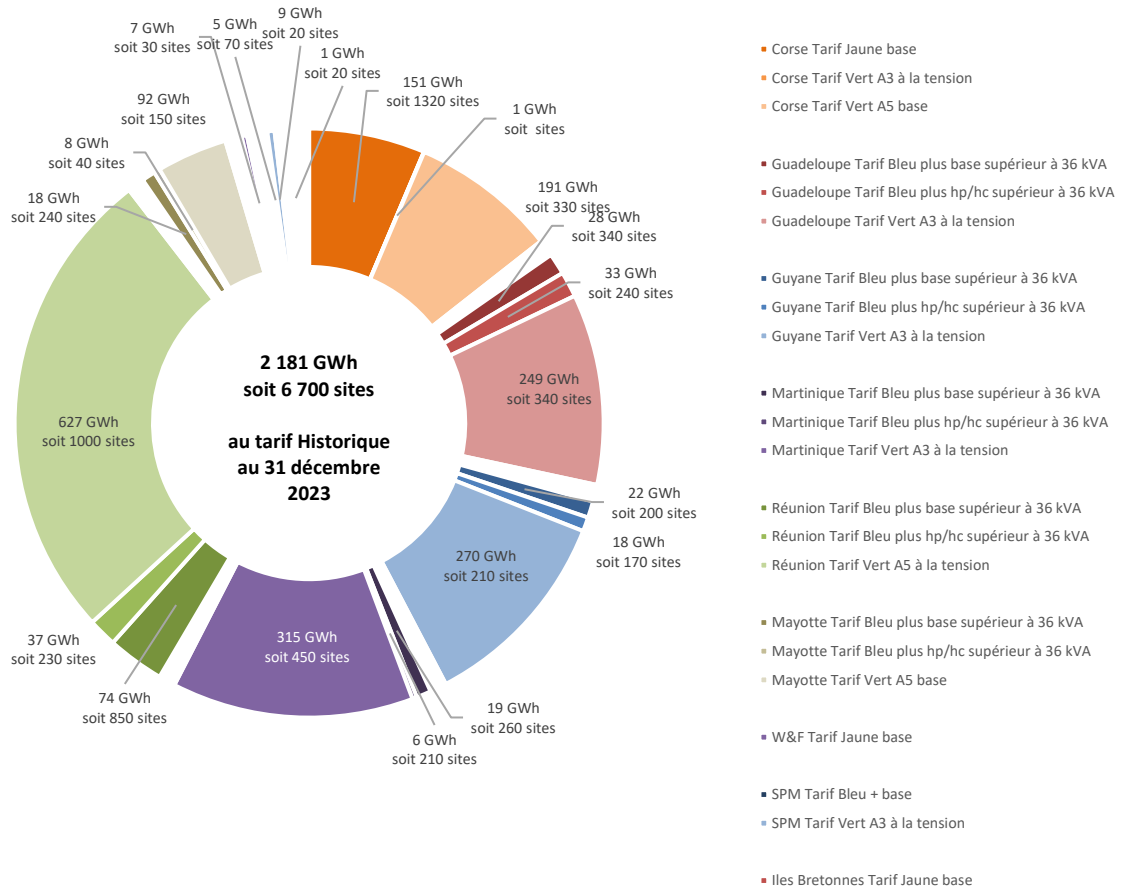
2.2.1. Etat des lieux

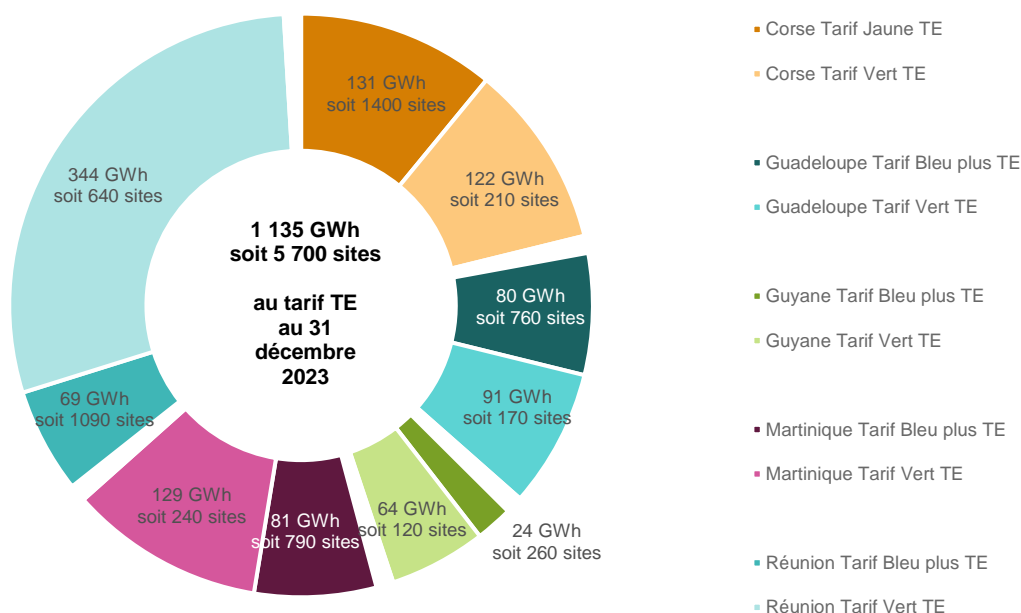
La répartition de la consommation et du nombre de sites par couleur tarifaire et par territoire pour les consommateurs raccordés en basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA d'une part et pour les consommateurs raccordés en haute tension d'autre part est présentée dans les graphiques suivants. Le premier graphique présente la répartition des clients souscrivant le tarif « historique », et le deuxième graphique les clients souscrivant le tarif « Transition énergétique » (TE) entré en vigueur au 1er août 2017.

²⁶ Consommateur ayant souscrit une offre Base 6 kVA et consommant 3 MWh par an.

Ces consommateurs représentent un total de 3,3 TWh pour 12 400 sites au 31 décembre 2023.

Figure 6 : Etat des lieux au 31 décembre 2023 du nombre de sites et de l'énergie consommée, par tarif et par ZNI pour les clients raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA et pour les clients raccordés en haute tension





2.2.2. Evolution en niveau : l'ensemble des tarifs respecte le principe de péréquation tarifaire

La méthode de construction des TRVE dans les ZNI est rappelée en annexe A. La péréquation tarifaire pour les tarifs Jaunes et Verts en ZNI consiste à calculer la variation que subirait un consommateur identique en métropole continentale et à l'appliquer aux tarifs Jaunes, Bleu + et Verts en vigueur. Cette méthodologie est mise en œuvre depuis 2016.

Par rapport à la proposition tarifaire de la CRE du 18 janvier 2024, le coût de l'approvisionnement à l'ARENH et du complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité baisse fortement :

- de - 48,7 €/MWh HT soit un impact de - 26 % sur les TRVE HT pour les consommateurs aux tarifs jaunes et bleus + ;
- de - 43,5 €/MWh HT soit un impact de - 28 % sur les TRVE HT pour les consommateurs aux tarifs verts.

Conformément à sa méthodologie, la CRE fait évoluer la composante de coûts de commercialisation à l'inflation²⁷.

La composante « acheminement » est mise à jour afin de prendre en compte les nouveaux barèmes du TURPE applicables au 1^{er} février 2025 définis dans la délibération de la CRE du 6 janvier 2025 portant projet de décision sur l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTA-BT au 1^{er} février 2025 et appliqués aux catégories de consommateurs considérées.

A l'instar des TRVE en métropole, le niveau de rémunération normale représente 2,5 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapage.

²⁷ Le taux d'inflation pris en compte ici correspond à l'indice des prix à la consommation – Base 2015 – Ensemble des ménages - France – Ensemble hors tabac Identifiant 001763852 publié par l'INSEE, à savoir + 1,91 % en 2024

La CRE propose de porter la composante de rattrapage à - 3,05 €/MWh pour les tarifs jaunes et bleus+ et à - 3,14 €/MWh pour les tarifs verts afin de tenir compte du décalage entre l'évolution des coûts, au 1er janvier 2024 et l'évolution effective des TRVE, au 1er février suivant ainsi que le rattrapage du décalage de la prise en compte de la hausse du TURPE au 1er novembre 2024 (cf. 1.3.5.2). Ce dernier est calculé en prenant la brique de rattrapage des Bleus non résidentiels disposant d'un Linky et en la mettant à niveau en proportion du niveau global de la brique pour les jaunes et verts par rapport à celle des Bleus non résidentiels.

Enfin, la fin du bouclier tarifaire qui avait été mis en place pour limiter la hausse à + 10 % TTC au 1er février 2024 induit une moindre baisse des tarifs :

- de + 7,4 €/MWh HT pour les consommateurs aux tarifs jaunes et bleus + ;
- de + 23,6 €/MWh HT pour les consommateurs aux tarifs verts.

La proposition tarifaire de la CRE conduit à des évolutions en niveau, par rapport aux TRVE en vigueur en 2024, hors évolution de la rémanence d'octroi de mer, de :

- - 23,69 % HT pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- - 18,41 % HT pour les consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

2.3. Rémanence d'octroi de mer

L'octroi de mer est une imposition spécifique des départements d'Outre-mer (en Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte et La Réunion). L'octroi de mer régional a les mêmes caractéristiques que l'octroi de mer. Ces taxes sont applicables sur les importations de biens et les livraisons de biens produits localement.

La rémanence d'octroi de mer couvre les montants d'octroi de mer et d'octroi de mer régional du producteur historique qui ne lui ont pas été remboursés par ailleurs.

Depuis août 2021, la majoration tarifaire liée à la rémanence d'octroi de mer évolue en même temps que les mouvements tarifaires afin de limiter les variations de rémanence d'une année à l'autre, au bénéfice des consommateurs.

Pour février 2025, sur les territoires d'EDF SEI, les dépenses d'octroi de mer du semestre à recouvrer sont inférieures par rapport aux semestres précédents. Le lissage des montants d'octroi de mer résiduel introduit dans les précédents mouvements tarifaires pour la Guadeloupe et la Martinique se termine et engendre une hausse de la rémanence d'octroi de mer dans ces territoires.

Les dépenses d'octroi de mer sont en forte augmentation à la Réunion à la suite du passage d'une centrale au bioliquide ce qui entraîne une forte augmentation de la rémanence. A Mayotte, les dépenses d'octroi de mer en hausse et le lissage des montants d'octroi de mer engendrent une hausse de la rémanence d'octroi de mer.

	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane	Mayotte
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Bleus (€/MWh)	6,311	8,508	16,125	-	6,020
Evolution HT des tarifs Bleus induite par l'évolution de la rémanence d'octroi de mer (% HT)	+ 0,7 %	+ 0,2 %	+ 2,2 %	-	+ 0,4 %

Proposition de la CRE

La CRE propose une baisse du niveau moyen des TRVE de - 22,62 % HT (soit – 48,06 €/MWh) par rapport aux TRVE en vigueur et qui se décompose en :

- - 22,61 % HT soit - 48,01 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 22,67 % HT soit - 48,46 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.

Les propositions intègrent l'évolution des coûts d'acheminements, des coûts de l'approvisionnement en énergie et en capacité au marché, à l'ARENH, du complément d'approvisionnement en énergie et en capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH, des coûts de commercialisation et d'approvisionnement en certificat d'économie d'énergie, de la rémunération normale et des divers rattrapages au titre des années 2022 à 2025.

La CRE propose que les dans les ZNI évoluent comme suit (hors rémanence d'octroi de mer) par rapport aux tarifs en vigueur (gelés pour les tarifs jaunes/bleus+ et verts) :

- - 22,61 % HT soit - 48,01 €/MWh pour les TRVE bleus résidentiels ;
- - 22,67 % HT soit - 48,46 €/MWh pour les TRVE bleus professionnels.
- - 23,69 % HT pour les TRVE jaunes/bleus + ;
- - 18,41 % HT pour les TRVE verts.

La CRE propose les barèmes de prix, figurant en annexe B de la présente délibération, applicables respectivement aux clients résidentiels et aux clients non résidentiels éligibles en métropole continentale souscrivant à une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, aux clients aux tarifs jaunes et verts de métropole continentale qui y demeurent éligibles et à l'ensemble des clients dans les ZNI.

La CRE recommande que ces barèmes fassent chacun l'objet d'un arrêté spécifique. Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer le 1^{er} février 2025.

La CRE propose de supprimer l'option Base des TRVE pour les puissances souscrites comprises entre 18 et 36 kVA pour les consommateurs résidentiels, sauf en cas de difficultés liées au dispositif de comptage, à partir du premier mouvement tarifaire de 2026 (date d'effet de la suppression). La CRE propose que les clients n'ayant pas modifié leur option un an après la date d'effet de la suppression soient basculés dans l'option Heures Pleines – Heures creuses en conservant leur puissance souscrite. La CRE propose également de mettre en extinction l'option Base des TRVE pour les puissances souscrites allant de 9 à 15 kVA à partir du mouvement tarifaire de février 2025 pour les consommateurs résidentiels.

Délibéré à Paris, le 15 janvier 2025.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON