

DÉLIBÉRATION N°2026-06

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 janvier 2026 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale et en zones non interconnectées.

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

Le dispositif d'accès régulé au nucléaire historique (ARENH) a pris fin le 31 décembre 2025. Depuis, les fournisseurs d'électricité s'approvisionnent intégralement sur les marchés ou avec leurs propres moyens de production. Conformément à la délibération n° 2023-355 du 13 décembre 2023 portant communication sur la méthode d'approvisionnement des tarifs réglementés de vente d'électricité pour l'année 2026, la CRE retient un approvisionnement de l'intégralité des volumes sur les marchés de gros de l'électricité lissé de manière régulière sur deux ans pour les produits calendaires Base et Peak.

La loi de finances pour 2025 prévoit un dispositif de protection des consommateurs en cas de forte hausse des prix de gros, le « versement nucléaire universel » (VNU). Le VNU n'est pas intégré dans la part hors taxes (HT) des TRVE, et, compte tenu des estimations de revenus publiées par la CRE, il n'est pas intégré aux estimations TTC communiquées à titre informatif dans la présente délibération.

Le montant de l'accise sur l'électricité retenu pour les estimations TTC communiquées à titre informatif est de 30,85 €/MWh pour le tarif bleu. Ce niveau résulte de l'addition du tarif normal précisé à l'article L. 312-37 du code des impositions sur les biens et les services dont une fraction est ajustée à l'inflation et de la majoration prévue à l'article L. 312-37-1 du même code au titre du financement des missions de service public dans les ZNI.

Conformément au projet d'arrêté du gouvernement, la CRE retient également dans cette délibération un niveau de la Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA) de 15 % au 1^{er} février 2026 contre 21,93% au 1^{er} août 2025. Cette contribution est calculée sur la base d'un pourcentage de la part fixe du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

La présente délibération propose les évolutions hors taxes des TRVE. Les évolutions en % toutes taxes comprises (TTC) sont indiquées sur le fondement des taxes et des contributions en vigueur au 1^{er} février 2026 (en particulier, le niveau de l'accise retenu pour le calcul du niveau des TRVE TTC est de 30,85 €/MWh et celui de la CTA est de 15 %).

S'agissant des TRVE pour les consommateurs résidentiels et professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et raccordés en Basse Tension (dits TRVE "bleus") en France métropolitaine continentale

La CRE propose une baisse du niveau moyen des TRVE de – 0,36 % HT (soit – 0,59 €/MWh HT) ou – 0,83 % TTC (soit – 1,99 €/MWh TTC) par rapport aux TRVE en vigueur et qui se décompose en :

- - 0,24 % HT soit – 0,40 €/MWh HT ou – 0,74 % TTC soit – 1,77 €/MWh TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 1,29 % HT soit – 2,14 €/MWh HT ou – 1,58 % TTC soit – 3,82 €/MWh TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette évolution est la conséquence de :

- la baisse du coût de l'approvisionnement en énergie (soit – 4,22 % sur les TRVE HT) par rapport au niveau de 2025. Cette évolution prend en compte la délibération n°2023-355 du 13 décembre 2023 portant communication sur la méthode d'approvisionnement des TRVE pour l'année 2026 qui précise que la totalité de l'approvisionnement en énergie des TRVE dès 2026 sera réalisée à un coût représentatif des marchés de gros ;
- la baisse du coût de l'approvisionnement en garanties de capacité (soit – 0,79 % HT). Cette évolution prend en compte la délibération du 13 décembre 2023 susmentionnée ;
- l'évolution des coûts de commercialisation d'EDF, incluant la hausse des coûts d'approvisionnement en certificats d'économie d'énergie (CEE) liée à l'entrée en vigueur de la 6^{ème} période CEE, qui s'accompagne d'une hausse des niveaux d'obligation annuels (soit + 2,09 % HT) ;
- l'évolution de la rémunération normale de l'activité de fourniture toujours définie comme 2,5 % du tarif hors taxes et hors rattrapages (soit – 0,08 % sur les TRVE HT) ;
- la hausse de la composante des rattrapages incluse dans les TRVE, liée principalement à la fin du rattrapage au titre de janvier 2025 (soit + 2,81 % sur les TRVE HT).

*

La CRE a proposé dans sa délibération du 15 janvier 2025 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 de ce premier mouvement tarifaire de 2026. Ainsi, les clients n'ayant pas modifié leur option tarifaire d'ici le 1^{er} février 2027, c'est-à-dire un an après la date effective de la suppression, seront basculés dans l'option HP/HC tout en conservant leur puissance souscrite.

La CRE poursuit ses travaux pour expérimenter une nouvelle option au sein des TRVE en 2026 pour les consommateurs résidentiels de puissance souscrite comprise entre 3 et 6 kVA.

S'agissant des TRVE pour les consommateurs souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA et raccordés en Basse Tension (dits TRVE "jaunes") et ceux raccordés en haute tension (dits TRVE "verts") en France métropolitaine continentale

La CRE propose une évolution des TRVE jaunes et verts en France métropolitaine (présentées en Annexe B). Néanmoins, pour ces TRVE, la CRE ne dispose pas de données de consommation sur un an pour les consommateurs souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA (sup 36). De plus, le nombre de clients concernés est assez restreint (1 415 consommateurs sup 36 au 31 octobre 2025 et 3 169 consommateurs inf 36) et le portefeuille peut être sujet à des évolutions importantes en cours d'année (les TRVE sup 36 étant introduits depuis le 1^{er} février 2025). Ainsi, la CRE ne présente pas d'évolutions détaillées pour ces catégories tarifaires.

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 mer¹ différente selon le territoire considéré.

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 de :

- - 0,24 % HT soit – 0,40 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 1,29 % HT soit – 2,14 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels ;
- - 1,56 % 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) ;
- - 1,53 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

Ces évolutions sont à compléter des effets liés à la rémanence d'octroi de mer pour chacun des territoires. La CRE propose 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.

	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane	Mayotte
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer en vigueur pour les tarifs Bleus et Bleus + au 1 ^{er} août 2025 (€/MWh)	3,0	6,0	11,7	-	5,0
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Bleus et Bleus + en février 2026 (€/MWh)	3,5	4,0	14,9	-	4,3
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer en vigueur pour les tarifs Verts au 1 ^{er} août 2025 (€/MWh)	2,73	5,47	10,62	-	4,58
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Verts en février 2026 (€/MWh)	3,22	3,66	13,50	-	3,91

*

¹ 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.

La CRE a mené du 3 décembre au 19 décembre 2025 une consultation publique relative aux signaux tarifaires des TRVE pour les consommateurs en BT souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA en ZNI. La CRE a reçu cinq réponses. A la suite de cette consultation et au des retours des acteurs :

- la CRE propose de supprimer l'option Base des TRVE en ZNI pour les puissances souscrites allant de 18 à 36 kVA pour les consommateurs résidentiels, hors dispositif de comptage inadapté, à partir du 1^{er} février 2027 (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, soit le 1^{er} février 2028, 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 en ZNI pour les puissances souscrites allant de 9 à 15 kVA à partir du 1^{er} février 2026 pour les consommateurs résidentiels, hors dispositif de comptage inadapté. 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.

Ces évolutions, déjà appliquées en France métropolitaine continentale, conformément à la délibération de la CRE n°2025-10 du 15 janvier 2025 portant proposition des TRVE, ont vocation à inciter les consommateurs à adapter leur consommation à un signal tarifaire.

Enfin, la CRE poursuivra ses travaux pour expérimenter une nouvelle option au sein des TRVE en 2027 pour les consommateurs résidentiels de puissance souscrite comprise entre 3 et 6 kVA, ainsi qu'une nouvelle option pour ceux disposant d'une puissance souscrite comprise entre 9 et 36 kVA.

Le mouvement tarifaire détaillé dans la présente délibération est proposé par la CRE en vue de son adoption par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie et a vocation à s'appliquer à partir du 1^{er} février 2026.

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 B3. 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 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.

Sommaire

1. Les TRVE proposés en métropole continentale	7
1.1. Panorama des sites aux TRVE en France métropolitaine continentale	7
1.2. Principes et objectifs de la tarification par empilement	7
1.3. Calcul de l'évolution des composantes de coûts de l'empilement tarifaire	8
1.3.1. Coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité	8
1.3.1.1. Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché.....	8
1.3.1.2. Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché	9
1.3.1.3. Coût des écarts au périmètre d'équilibre	9
1.3.1.4. Frais d'accès au marché de l'énergie	10
1.3.1.5. Autres frais	10
1.3.1.6. Espérance des risques quantifiés.....	10
1.3.2. Coûts d'acheminement (TURPE)	10
1.3.3. Coûts de commercialisation	11
1.3.3.1. Evolution des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition des CEE d'EDF au périmètre TRVE.....	11
1.3.3.2. Evolution des coûts de commercialisation hors CEE des TRVE.....	11
1.3.3.3. Coût des CEE	12
1.3.3.4. Composante des coûts de commercialisation unitaires retenue dans les TRVE	13
1.3.4. Rémunération normale de l'activité de fourniture	14
1.3.5. Rattrapages	15
1.3.5.1. Rattrapages antérieurs à 2025	15
1.3.5.2. Rattrapages au titre de 2025	15
1.3.5.3. Rattrapages au titre de janvier 2026	16
1.4. Barèmes tarifaires	17
1.5. Couverture des coûts comptables de fourniture d'EDF	18
2. Les TRVE proposés dans les ZNI	19
2.1. TRVE proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36kVA	19
2.1.1. Evolution du niveau moyen des TRVE inf ou égale à 36 kVA en ZNI.....	19
2.1.2. Evolutions des barèmes tarifaires proposés en ZNI	20
2.1.2.1. Evolutions méthodologiques de construction des TRVE visant à conserver l'attractivité de l'option HP/HC par rapport à l'option Base	20
2.1.2.2. Adaptation de l'option Base chez les consommateurs résidentiels	21
2.2. Evolution des signaux tarifaires envoyés par les TRVE Bleus non résidentiels.....	22

2.3. TRVE proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA ou raccordés en haute tension	23
2.3.1. Etat des lieux.....	23
2.3.2. Evolution en niveau : l'ensemble des tarifs respecte le principe de péréquation tarifaire.....	24
2.4. Rémanence d'octroi de mer	25
Proposition de la CRE.....	26

1. Les TRVE proposés en métropole continentale

1.1. Panorama des sites aux TRVE en France métropolitaine continentale

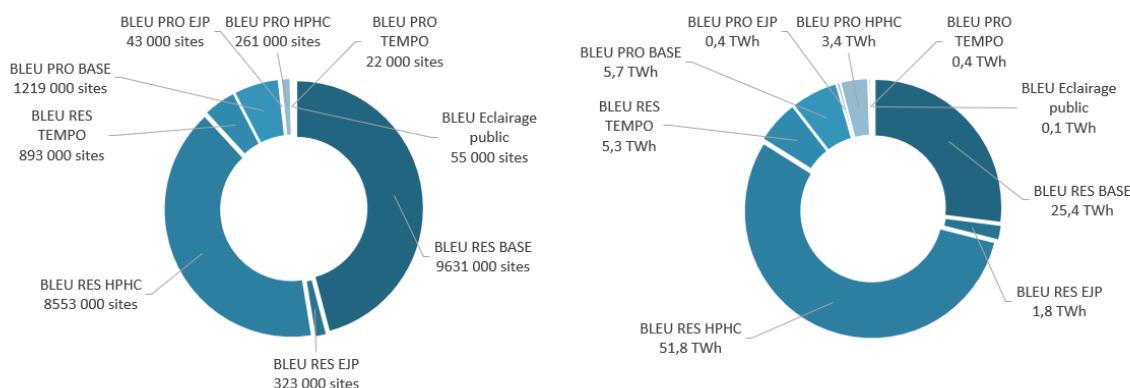
En application des dispositions de l'article L. 337-7 du code de l'énergie, les TRVE sont accessibles en France métropolitaine continentale à tous les clients résidentiels, aux très petites entreprises et aux petites collectivités² sans condition de niveau de puissance.

Les TRVE bleus résidentiels et professionnels, sont proposés aux clients éligibles raccordés en basse tension (BT) et souscrivant pour leur site une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Ils comprennent respectivement 4 et 5 options tarifaires. La figure ci-dessous présente le nombre de sites au 31 décembre 2024 et les volumes de consommation à température normale en 2024 pour les clients résidentiels souscrivant aux TRVE Bleus et pour les clients non résidentiels éligibles aux TRVE.

Les TRVE jaunes sont proposés aux clients éligibles raccordés en BT et de puissance supérieure à 36 kVA et les TRVE verts sont proposés aux clients éligibles en haute tension. La CRE a proposé pour la première fois les tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA (TRVE sup 36) en France métropolitaine continentale dans la délibération n° 2025-25 du 16 janvier 2025.

Il subsiste également des offres de fourniture aux TRVE dites « atypiques³» ou « exotiques⁴» pour certains clients.

Figure 1 Répartition en nombre de sites et en volume à température normale des clients ayant souscrit un TRVE au 31 décembre 2024⁵.



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 en énergie au prix de marché, établi sur la base d'un approvisionnement de l'intégralité des volumes sur les marchés de gros de l'électricité ;
- 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 ;
- le coût d'acheminement, qui traduit le coût d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité ;

² Ce sont les consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de dix personnes et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros.

³ TRVE jaunes de puissance souscrite égale à 36kVA et TRVE verts de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension.

⁴ TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.

⁵ Hors clients au « tarif agent ». Les TRVE jaunes et verts n'apparaissent pas sur ce graphique puisqu'ils sont entrés en vigueur au 1^{er} février 2025.

- les coûts de commercialisation ;
- la rémunération de l'activité de fourniture.

Cette méthode de construction des TRVE vise à garantir leur contestabilité auprès des fournisseurs alternatifs qui, en application de l'article R. 337-19 du code de l'énergie, s'apprécie à la maille de la catégorie tarifaire. Pour cela, les TRVE sont fondés sur des coûts représentatifs de l'activité de fourniture d'un fournisseur s'approvisionnant sur les marchés de gros.

Ce principe vise à garantir que les TRVE n'altèrent pas le fonctionnement efficace du marché de détail au bénéfice des consommateurs.

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.

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 pour les TRVE Bleus sont calculées par rapport au niveau proposé par la CRE dans sa délibération n° 2025-155 portant proposition des TRVE en date du 19 juin 2025. La CRE calcule habituellement le niveau moyen des TRVE sur le portefeuille d'EDF au 31 décembre de l'année N-1. Pour le présent mouvement, afin de tenir compte de la dynamique du portefeuille EDF, notamment avec la mise en extinction de l'option Base entre 9 et 15 kVA à partir du 1^{er} février 2025, 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 2025. Pour les données de consommation de cette catégorie, la CRE conserve la consommation par site constatée dans le portefeuille d'EDF au 31 décembre 2024, en absence de données définitives plus récentes.

Pour les TRVE jaunes et verts, la CRE ne dispose pas de données de consommation sur un an pour les consommateurs sup 36. De plus, le nombre de clients est assez restreint (1 415 consommateurs sup 36 au 31 octobre 2025 et 3 169 consommateurs inf 36) et le portefeuille peut connaître des évolutions en cours d'année (les TRVE sup 36 étant introduits depuis le 1^{er} février 2025). Ainsi, la CRE ne présente pas d'évolutions détaillées ci-dessous. Dans le cadre de la délibération n°2024-207 du 21 novembre 2024 portant orientations sur la méthode de construction des TRVE sup 36, la CRE a choisi d'utiliser les profils statiques ENT 1 et ENT 3 pour l'année 2025 en attendant de développer des profils *ad hoc*. Le profil *ad hoc* n'étant pas encore disponible, la CRE continue d'utiliser les profils ENT 1 et ENT 3 pour l'année 2026.

La CRE publie en open data la décomposition de l'empilement ainsi que 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 du complément d'approvisionnement en énergie au marché

Conformément à la délibération de la CRE du 13 décembre 2023 n°2023-355 portant communication sur la méthode d'approvisionnement des tarifs réglementés de vente d'électricité pour l'année 2026, la CRE retient un approvisionnement de l'intégralité des volumes sur les marchés de gros.

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 2026 est de 63,9 €/MWh pour les TRVE 2026 contre 103,0 €/MWh en 2025. La forme de la courbe de charge est approvisionnée de manière lissée sur 12 mois.

S'agissant de la forme de la courbe de charge, la CRE constate que la méthode actuelle de calcul de la forme horaire de la PFC, qui est calibrée sur cinq ans d'historique des prix spot, ne reflète plus pleinement les dynamiques structurelles du marché spot. Cette limite s'explique par la croissance accélérée des énergies renouvelables sur les dernières années, en particulier du photovoltaïque, dont l'impact sur les prix a évolué sur l'historique récent.

Dans une démarche d'amélioration continue de ses modèles de prix, la CRE a calibré son modèle sur deux ans d'historique.

Pour les prochains mouvements tarifaires, la CRE envisage de consulter les acteurs pour déterminer si une mise à jour du modèle de PFC est pertinente à long terme.

En 2025, l'ARENH couvrait 43,8 % de la consommation d'un consommateur aux TRVE au prix de 42 €/MWh inchangé depuis 2012. Depuis le 1^{er} janvier 2026, les fournisseurs réalisent la totalité de leur approvisionnement sur les marchés ou à partir de moyens de production internes.

La baisse des prix de gros de l'électricité pour l'approvisionnement en énergie des TRVE – y compris en prenant en compte l'effet de la fin des volumes historiquement approvisionnés via l'ARENH, induit une baisse des TRVE Bleus moyens de 6,88 €/MWh HT.

1.3.1.2. Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché

L'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoit qu'en addition du coût d'approvisionnement en énergie, les TRVE intègrent le coût d'acquisition des garanties de capacité. Une partie des garanties de capacité de chaque consommateur était historiquement apportée par l'ARENH. La fin du dispositif ARENH impose, pour les TRVE 2026, d'approvisionner ces garanties de capacité sur le marché.

L'ARENH intégrait également une valeur capacitaire. Conformément à la délibération n°2023-355 du 13 décembre 2023 susmentionnée, la CRE retient un approvisionnement de l'intégralité des garanties de capacité de la période janvier-mars 2026 de manière lissée sur les enchères ayant lieu en 2024 et 2025 pour les TRVE Bleus.

Le prix de référence de l'approvisionnement en garantie de capacité pour les TRVE Bleus correspond ainsi à la moyenne lissée sur deux ans des prix révélés lors des dix enchères de capacité de 2024 et 2025 pour livraison sur la période janvier-mars 2026. Le prix résultant s'établit à 4 401 €/MW pour l'année 2026 contre 14 652 €/MW pour l'année 2025.

Concernant les TRVE sup 36, le prix de référence pour le complément d'approvisionnement en garanties de capacité correspond à la moyenne des enchères de capacité pour livraison sur la période janvier-mars 2026 entre la date de publication de la délibération n° 2024-207 portant orientations sur la méthode de construction des TRVE sup 36 le 21 novembre 2024 et le 31 décembre 2025. Le prix résultant s'établit à 4 546 €/MW pour l'année 2026 contre 0 €/MW pour l'année 2025.

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.

La CRE publiera au premier semestre 2026 une consultation publique portant sur la prise en compte des coûts d'approvisionnement en capacité dans le cadre du nouveau mécanisme et mettra à jour la composante de coût lors du mouvement tarifaire du 1^{er} août 2026.

La baisse des prix des enchères pour l'approvisionnement en capacité des TRVE – y compris effet de la disparition des volumes historiquement approvisionnés via l'ARENH, induit une baisse des TRVE Bleus moyens de 1,57 €/MWh.

1.3.1.3. 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 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.

Comme détaillé en Annexe A, le coût des écarts au périmètre d'équilibre est défini comme 1 % du prix moyen des cotations du produit calendaire base sur le mois de décembre 2025, soit 49,51 €/MWh. Le coût des écarts résultant pour l'année 2026 est de 0,50 €/MWh, contre 0,73 €/MWh en 2025.

1.3.1.4. 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°2025-210 du 15 janvier 2025, la CRE inclut dans les frais d'accès marché les coûts liés au *spread bid-ask* ainsi que les frais de portage financiers liés aux appels de marge initial sur le marché à terme, afin de tenir compte de la hausse des volumes à approvisionner sur les marchés à compter du 1^{er} janvier 2026. Ces frais s'élèvent respectivement à 0,16 €/MWh pour le *spread bid-ask* et 0,04 €/MWh pour les frais de portage financiers liés aux appels de marge initial. La méthode détaillée de prise en compte de ces briques est donnée en annexe A.

1.3.1.5. Autres frais

Conformément aux articles L. 137-30 et suivants du code de la sécurité sociale, la contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) est fixée à 0,31 €/MWh au lieu de 0,33 €/MWh précédemment.

1.3.1.6. Espérance des risques quantifiés

Conformément à la méthode de calcul des TRVE définie dans la délibération n°2023-203 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.

Pour 2026, la CRE évalue l'espérance des risques quantifiés à 0,28 €/MWh HT contre 0,51 €/MWh en 2025.

Le coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité du tarif bleu baisse de 8,45 €/MWh par rapport à celui pris en compte dans la précédente proposition tarifaire de la CRE en date du 19 juin 2025.

1.3.2. Coûts d'acheminement (TURPE)

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) applicables au 1^{er} août 2025 prévus dans la délibération n° 2025-78 du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 7 HTA-BT).

Les coûts d'acheminement n'évoluent pas au 1^{er} février 2026.

Le rattrapage des effets de saisonnalité du TURPE sur la période février-août 2025 est détaillé dans la section rattrapage (cf. paragraphe 1.3.5).

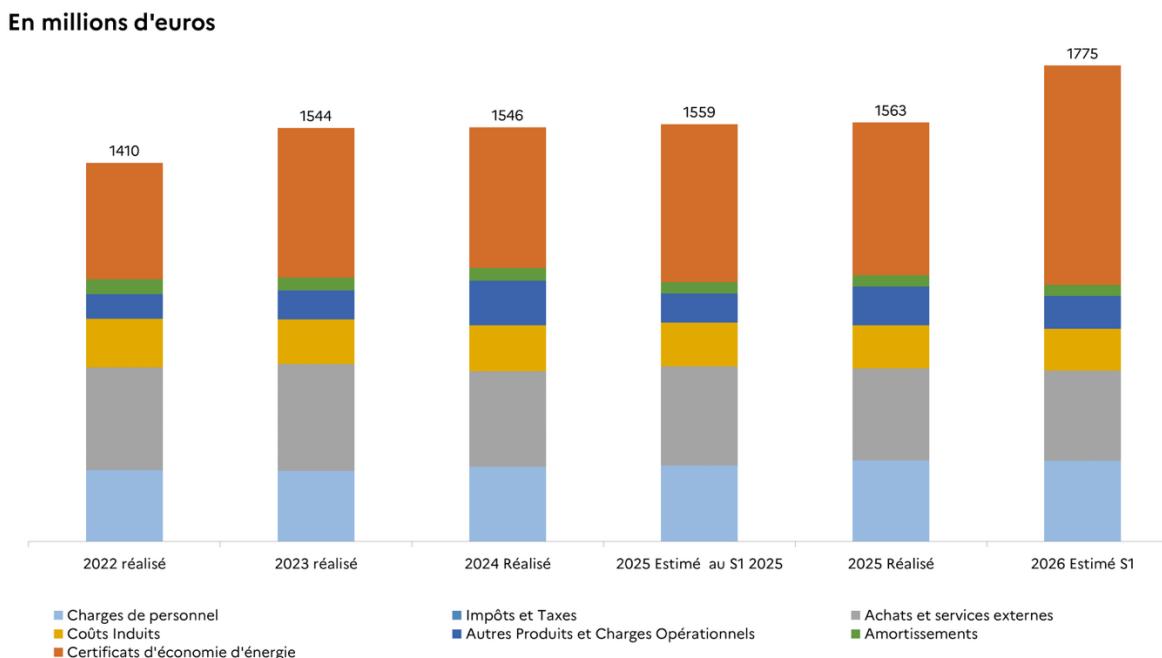
1.3.3. Coûts de commercialisation

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 CEE correspondant aux coûts d'EDF.

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 2025 et des prévisions pour l'année 2026 pourront faire l'objet d'une mise à jour lors du prochain mouvement tarifaire.

Figure 2 – Evolution des coûts de commercialisation et d'acquisition de CEE déclarés par EDF au périmètre des TRVE entre 2022 et 2026



1.3.3.2. Evolution des coûts de commercialisation hors CEE des TRVE

Comparaison entre les coûts de commercialisation prévisionnels et réalisés provisoires pour l'exercice 2025

Les coûts de commercialisation d'EDF pour l'année 2025 se sont révélés légèrement plus élevés que ceux anticipés au 1^{er} février 2025, notamment en raison d'une hausse du poste des Autres Produits et Charges Opérationnelles (APCO). Cette hausse est principalement liée à une hausse des charges d'irrécouvrables, en lien avec des impayés plus élevés qu'anticipés.

Le poste des achats et services externes est quant à lui en baisse en raison d'un moindre recours à des prestataires externes, lié à une baisse des sollicitations clients à partir du 2^{ème} semestre 2025.

Coûts de commercialisation prévisionnels pour 2026

Les coûts de commercialisation hors CEE des TRVE anticipés par EDF pour 2026 sont légèrement en baisse pour l'année 2026 en raison d'une baisse attendue des charges d'irrécouvrables en lien avec la baisse des impayés.

1.3.3.3. Coût des CEE

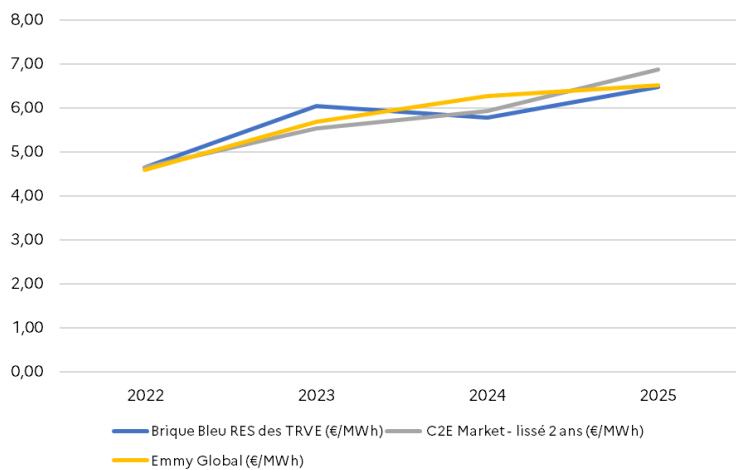
Le dispositif des CEE repose sur une obligation périodique de 3-5 ans de réalisation d'économies d'énergie en CEE, imposée par les pouvoirs publics aux fournisseurs d'énergie. Conformément au principe d'empilement tarifaire, la construction des TRVE comprend les composantes de coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition des CEE.

Bilan du coût des CEE dans les TRVE sur la 5^{ème} période

Les coûts liés à l'obligation en CEE sont intégrés aux coûts de commercialisation des TRVE. Leur niveau est calculé à partir du coût d'approvisionnement d'EDF en CEE. Au 1^{er} août 2025, la brique CEE des TRVE représentait 4 % des TRVE Bleus HT (soit 6,2 €/MWh). Son niveau a augmenté de 12 % au 1^{er} février 2025 et d'environ 40 % entre le début et la fin de la 5^{ème} période.

Après avoir consulté à plusieurs reprises les acteurs, et en l'absence de référence de marché jugée fiable par la majorité des fournisseurs, la CRE a conservé la référence aux coûts d'EDF durant toute la 5^{ème} période CEE. La CRE observe que, sur la 5^e période CEE, les coûts moyens de la brique CEE basée sur la référence aux coûts d'EDF étaient bien cohérents avec les indices de marché C2E Market à terme lissés sur deux ans ainsi qu'avec les indices Emmy Global.

Figure 3 – Coût des CEE en € pour un MWh d'électricité sur la 5^e période CEE



Début de la 6^{ème} période d'obligation

Le décret n°2025-1048 du 30 octobre 2025 relatif à la sixième période du dispositif des CEE fixe les obligations annuelles d'économies d'énergie que doivent réaliser les fournisseurs pendant cette période. Il prévoit une hausse de l'obligation globale, avec un total de 1050 TWhc/an, dont une part dédiée à la précarité énergétique de 280 TWhc/an. La hausse de l'obligation en CEE sur l'électricité se traduit par une hausse de la brique dédiée dans les TRVE. La 6^e période CEE s'étend du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2030. Les fournisseurs disposent d'une période de cinq ans pour couvrir leur obligation en matière de CEE. Comme au terme de la 5^{ème} période tarifaire, la CRE vérifiera que la brique de coût des CEE incluse dans les TRVE permet bien de couvrir financièrement l'ensemble de l'obligation en CEE classiques et précarité d'un fournisseur efficace, en cours de période et en fin de période.

Il ressort des analyses menées par la CRE sur les évolutions des coûts d'approvisionnement en CEE classiques et précarités d'EDF pour l'année 2026 que les coûts d'approvisionnement en CEE précarités d'EDF se situent actuellement en dessous des références de marché disponibles. Cet écart s'explique possiblement par une illiquidité conjoncturelle sur le marché secondaire pour les CEE précarités du fait d'un nombre insuffisant de CEE précarités pour couvrir l'obligation des fournisseurs à la maille France.

Compte tenu des écarts constatés, la CRE a échangé avec plusieurs fournisseurs sur la façon de prendre en compte cette illiquidité conjoncturelle sur le marché secondaire des CEE précarités. Aucun consensus ne s'étant dégagé chez les fournisseurs quant à une référence de marché pouvant servir de base au calcul de la brique CEE des TRVE, la CRE conserve la référence aux coûts d'EDF en cohérence avec la méthodologie de calcul des TRVE fixée dans la délibération du 9 octobre 2025.

Néanmoins, elle corrige cette référence d'une prime d'illiquidité, afin de tenir compte du fait que le chiffre présenté par EDF semble bas compte-tenu de la conjoncture du marché des CEE précarités. La CRE estime le niveau de cette prime à 20% en se basant sur les données communiquées par les fournisseurs ainsi que sur la littérature concernant les primes d'illiquidité habituellement appliquées sur les marchés financiers.

Concernant les CEE classiques, la CRE observe que le coût d'approvisionnement d'EDF est proche du niveau des références de marché disponibles et des coûts communiqués par certains fournisseurs.

La méthode de prise en compte du coût des CEE sera réétudiée par la CRE au cours de l'année 2026.

La composante résultante retenue pour la proposition des TRVE 2026 pour les CEE s'élève alors à 9,80 €/MWh d'électricité consommé⁶ pour les consommateurs résidentiels et 7,05 €/MWh pour les consommateurs non résidentiels. La brique CEE est en hausse de 53,5 %, soit + 3,31 €/MWh sur les TRVE HT. Cette hausse est essentiellement liée à l'entrée en vigueur de la 6^e période CEE qui s'accompagne d'une hausse des niveaux d'obligations.

1.3.3.4. 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 2026 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.

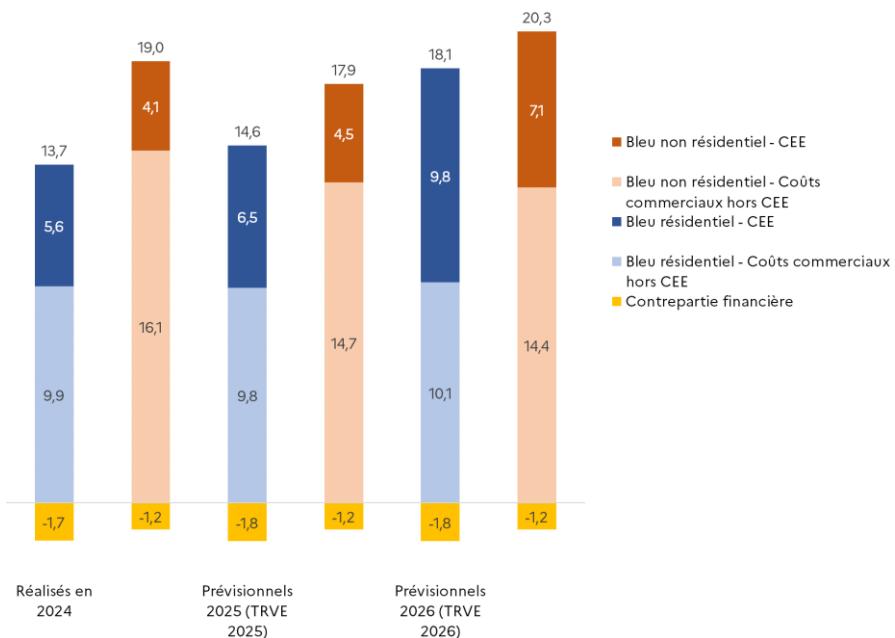
La CRE prend également en compte la contrepartie financière⁷ versée aux fournisseurs par les gestionnaires de réseau de distribution pour la gestion des consommateurs en contrat unique. Conformément à la délibération de la CRE n°2025-01 du 6 janvier 2025, la contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération s'élève à 7,78 € par an et par client raccordé en BT \leq 36 kVA, 89,27 € par an pour les clients raccordés en BT sup 36 kVA et 178,54 € pour les clients raccordés en HTA.

La composante de commissionnement en €/MWh évolue suivant la nouvelle prévision du nombre de clients aux TRVE pour 2026 transmise par EDF.

⁶ Les chiffres présentés par la CRE représentent le niveau des coûts des CEE intégrés dans les TRVE et ne sont donc pas comparables à des chiffres exprimés en €/MWh cumac.

⁷ Comme jugé par le Conseil d'Etat dans une décision n°388150 du 13 juillet 2016, la gestion des clients réalisée par les fournisseurs pour le compte des gestionnaires de réseaux (GRD), prévue par les contrats liant les fournisseurs et les GRD pour les clients en contrat unique, doit faire l'objet d'une contrepartie de la part des GRD. Cette contrepartie financière est déduite des coûts de commercialisation d'EDF depuis le 1^{er} janvier 2018.

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



Concernant les TRVE jaunes et verts, les coûts unitaires appliqués s'élèvent à 14,09 €/MWh hors commissionnement, dont 6,98 €/MWh de CEE.

La composante des coûts de commercialisation unitaires retenue dans les TRVE pour 2026 est de 18,11 €/MWh HT pour les clients résidentiels et de 20,32 €/MWh pour les clients non résidentiels, en hausse de respectivement 24 % et 14 % HT. Cette hausse est liée à la hausse de la composante CEE, liée principalement à l'entrée en vigueur de la 6^{ème} période des CEE.

1.3.4. Rémunération normale de l'activité de fourniture

Dans la délibération du 12 janvier 2023, la CRE a fait évoluer la construction de la composante de rémunération normale selon la méthode présentée dans la consultation publique en intégrant la valorisation de l'espérance des risques quantifiés aux coûts d'approvisionnements du TRVE. Dans la délibération n°2025-210 du 15 janvier 2025, la CRE a fait évoluer le niveau de la brique de l'empilement relative à la rémunération normale à 2,5 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages. La CRE applique donc ce taux de 2,5 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapages aux TRVE Bleus, Jaunes et Verts.

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 3,98 €/MWh HT pour les TRVE Bleus (3,98 €/MWh pour les TRVE résidentiels et 3,97 €/MWh pour les TRVE non résidentiels).

Comme indiqué précédemment, l'espérance des risques intégrée aux coûts d'approvisionnement en énergie est évaluée à 0,28 €/MWh pour les TRVE Bleus.

1.3.5. Rattrapages

1.3.5.1. Rattrapages antérieurs à 2025

La CRE avait intégré dans sa proposition tarifaire du 15 janvier 2025 une composante de rattrapage au titre de la sous couverture des pertes de recettes liées au gel tarifaire de 2022, liées à un écart entre les consommations estimées pour le calcul de la valeur de ce rattrapage et les consommations réelles sur l'année 2023. Le montant de cette composante de rattrapage était de 0,15 €/MWh pour les clients résidentiels et de 0,37 €/MWh pour les consommateurs non résidentiels. Ces montants ont été complètement rattrapés en 2025, la composante de rattrapage au titre de 2022 et des années antérieures est donc nulle.

La CRE avait également intégré au titre de 2023 et 2024 une composante de rattrapage tenant compte des montants restant à rattraper au titre de janvier 2023 et de janvier 2024, ainsi qu'une composante de rattrapage permettant de tenir compte des écarts entre les coûts de commercialisation anticipés et effectivement réalisés sur les années 2023 et 2024. Ce rattrapage s'élevait à -0,19 €/MWh pour les résidentiels et 1,00 €/MWh sur les clients non résidentiels.

Les écarts de consommation constatés, ainsi que les écarts sur les coûts de commercialisation constatés et ceux anticipés au titre de 2024, induisent un rattrapage résiduel de 0,12 €/MWh pour les résidentiels et de 0,77 €/MWh pour les non résidentiels, au titre des années 2023 et 2024.

1.3.5.2. Rattrapages au titre de 2025

Rattrapage au titre du mois de janvier 2025 et des coûts de commercialisation 2025

Dans sa précédente proposition tarifaire en date du 15 janvier 2025, la CRE a intégré de manière *ex ante* le rattrapage du décalage structurel du mois de janvier 2025, ce qui correspondait à une brique de – 6,48 €/MWh pour les TRVE bleus résidentiels et de – 6,22 €/MWh pour les TRVE bleus non résidentiels.

Les consommations réalisées ayant été plus faibles que prévues pour le segment résidentiel, le montant restant à rattraper s'élève à - 0,17 €/MWh pour l'année 2026. Sur le segment non résidentiel, les consommations de l'année 2025 ont été plus importantes que prévu, ce qui a mené à rattraper des sommes trop importantes. Le rattrapage résiduel s'élève à 0,21 €/MWh.

Enfin, les coûts de commercialisation au titre de 2025 ont été plus importants que ceux envisagés lors du mouvement tarifaire du 1^{er} février 2025 (voir paragraphe 1.3.3.2). Ainsi, la CRE inclut dans sa proposition tarifaire une composante de rattrapage positive de 0,05 €/MWh pour les clients résidentiels et de 0,37 €/MWh pour les clients non résidentiels.

La CRE intègre également un rattrapage des coûts commerciaux au titre de 2025 pour les TRVE jaunes et verts. La CRE applique une composante de rattrapage identique pour ces deux catégories. Le nombre de souscriptions aux TRVE sup 36 ayant été plus faible qu'anticipé, il en résulte des montants de rattrapages au titre des coûts commerciaux conséquents. Afin de limiter l'amplitude de ces rattrapages, et en raison de l'incertitude quant au nombre de souscriptions à venir de ces nouveaux TRVE, la CRE choisit exceptionnellement de rattraper ces montants sur 24 mois. La composante de rattrapage intégrée par la CRE pour les TRVE jaunes et verts résultante au titre de 2025 est de 6,27 €/MWh.

Rattrapage de l'effet saisonnier prédictible lié à l'application du TURPE au 1^{er} février 2025

Pour calculer la composante d'acheminement, la CRE a toujours appliqué la même méthode d'intégration du TURPE. La composante de coût d'acheminement correspond au TURPE dit « optimisé » qui, pour une catégorie de clients donnée, est égale 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.

La composante d'acheminement est calculée sur une année, d'août à août, alors que la part énergie de la composante de soutirage du TURPE présente des niveaux très différents entre l'hiver et l'été. Ainsi, en hiver les recettes perçues par le fournisseur historique sont inférieures au coût du TURPE dont il doit s'acquitter et inversement en été. Néanmoins, sur la période du 1^{er} août 2024 au 1^{er} août 2025, deux événements exceptionnels liés au TURPE ont eu lieu et font l'objet de rattrapages effectués par la CRE :

- L'évolution du TURPE HTA-BT a eu lieu le 1^{er} novembre 2024 et a été pris en compte dans les TRVE au 1^{er} février 2025. L'impact de l'évolution moyenne de 4,81 % du TURPE sur les TRVE pendant la période du 1^{er} novembre 2024 au 31 janvier 2025, y compris l'effet saisonnier prédictible, a été rattrapé du 1^{er} février 2025 au 1^{er} février 2026 conformément à la délibération tarifaire du 15 janvier 2025.
- Le mouvement du TURPE 6 HTA-BT en niveau, de 7,70% en moyenne, a été réalisé exceptionnellement au 1^{er} février 2025, le calcul de TURPE optimisé intégré dans la délibération tarifaire du 1^{er} février 2025 n'était donc pas strictement représentatif des coûts d'acheminement sur la période du 1^{er} février 2025 au 1^{er} août 2025. Dans sa délibération n°2025-10 susmentionnée, la CRE avait indiqué que cet écart ferait l'objet d'un rattrapage.

La composante d'acheminement intégrée dans les TRVE au 1^{er} août 2024 ne s'étant pas appliquée du 1^{er} août 2024 au 1^{er} août 2025, la CRE rattrape les effets saisonniers uniquement sur la part liée aux évolutions présentées au paragraphe précédent :

- Le rattrapage intégré au 1^{er} février 2025 prenait en compte cet effet saisonnier entre recettes et coûts du 1^{er} novembre 2024 au 1^{er} février 2025, sur la part de hausse de 4,81 % du 1^{er} novembre 2024. Les mois de novembre à janvier étant des mois de saison haute du TURPE, les coûts étaient supérieurs aux recettes intégrées sur cette part de 4,8%, résultant en un rattrapage positif.
- Dans la présente délibération la CRE prend en compte cet effet saisonnier entre recettes et coûts du 1^{er} février 2025 au 1^{er} août 2025, sur la part de hausse de 12,8 % de la composante d'acheminement (hausse entre le 1^{er} aout 2024 et le 1^{er} février 2025). Pendant cette période la part de la consommation en saison basse du TURPE est supérieure à celle du reste de l'année, ce qui explique que les recettes perçues par le fournisseur historique sont supérieures aux coûts supportés, résultant en un rattrapage négatif.

La CRE introduit à ce titre une brique de rattrapage de - 0,25 €/MWh pour les TRVE bleus résidentiels et de - 0,06 €/MWh pour les TRVE bleus 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.

Au global, l'ensemble des rattrapages inclus par la CRE au titre de l'année 2025 s'élève à -0,37 €/MWh pour les TRVE bleus résidentiels et 0,52 €/MWh pour les TRVE bleus non résidentiels.

1.3.5.3. Rattrapages au titre de janvier 2026

Conformément à sa délibération du 18 janvier 2024, la CRE intègre le rattrapage du décalage structurel du mois de janvier 2026 de manière *ex-ante* dans les TRVE 2026.

Cela correspond à une brique de - 0,68 €/MWh pour les TRVE Bleus résidentiels et de - 0,78 €/MWh pour les TRVE Bleus professionnels. Concernant les TRVE jaunes et verts, le rattrapage au titre de janvier 2026, estimé sur 24 mois, s'élève à + 0,05 €/MWh.

La composante de rattrapage retenue dans les TRVE bleus pour 2026 est de - 0,93 €/MWh HT pour les clients résidentiels et de 0,52 €/MWh pour les clients non résidentiels, soit des hausses respectives de 4,60 €/MWh HT et de 4,46 €/MWh HT. Cette hausse de la composante des rattrapages est liée essentiellement à la fin du rattrapage au titre de janvier 2025 qui était fortement négatif.

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.

Mise en place de la méthode d'empilement par option cible

Conformément à sa délibération du 9 octobre 2025, la CRE met en place dès ce mouvement tarifaire la méthode d'empilement par option cible pour les clients des options Base et HP/HC résidentiels des TRVE. Les modalités de calcul de cette nouvelle méthode sont détaillées dans l'annexe A de la présente délibération. Cette méthode permet de produire des grilles dont la structure et le niveau se rapprochent de celle de la méthode par empilement, tout en renforçant l'attractivité de l'option « HP/HC » par rapport à l'option « Base » du TRVE pour les consommateurs en mesure de placer leur consommation sur les heures creuses. Le ratio d'équilibre⁸ passe de 31% à 26% en moyenne.

Toutes les autres options tarifaires, à l'exception de l'option Tempo de la catégorie « Bleu résidentiel », évolueront selon la méthode d'empilement des coûts dès ce mouvement tarifaire. La CRE propose de continuer à faire évoluer l'option Tempo pour les résidentiels selon la méthode de l'homothétie. Ce choix est détaillé dans un autre paragraphe de cette section.

Adaptation de l'option Base des TRVE

La CRE a proposé dans sa délibération du 15 janvier 2025 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 de ce premier mouvement tarifaire de 2026. Ainsi, les clients n'ayant pas modifié leur option tarifaire d'ici le 1^{er} février 2027, un an après la date effective de la suppression, seront basculés dans l'option HP/HC tout en conservant leur puissance souscrite.

La CRE poursuit ses travaux pour expérimenter une nouvelle option au sein des TRVE en 2026 pour les consommateurs résidentiels de puissance souscrite comprise entre 3 et 6 kVA.

⁸ Pourcentage de consommation à consommer en heures creuses pour que le tarif HPHC soit avantageux économiquement par rapport au tarif Base.

Cas de 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 tarifaire⁹ 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. Pour cette raison, et à la suite de la consultation des acteurs, la CRE a opéré un lissage pour le mouvement tarifaire de l'année 2025, qui a permis de rapprocher l'option Tempo significativement du niveau de son empilement des coûts.

La CRE propose de poursuivre le rapprochement du niveau de l'option Tempo de l'empilement des coûts en faisant évoluer l'option de + 6,2 % TTC en niveau seulement, ce qui permet de réduire de moitié l'écart des tarifs de l'option proposée par rapport à son empilement tout en préservant son attractivité pour le consommateur final au bénéfice de la flexibilité du système électrique. La CRE poursuivra ce rapprochement entre l'option TEMPO et son empilement de manière lissée au premier mouvement tarifaire de 2027. La CRE s'assurera que l'option TEMPO conserve son attractivité pour les consommateurs qui sont en mesure de moduler leur consommation lors des jours de tension du système.

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 moyen 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 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 avait annoncé envisager de mettre en extinction le tarif vert A5 (pour ses deux options) au 1^{er} février 2026 dans sa délibération n°2025-10 du 15 janvier 2025 susmentionnée. Pour les raisons évoquées, la CRE propose de mettre en extinction le tarif vert A5 (pour ses deux options) au 1^{er} février 2026. L'option Haute Tension Base, calculé pour les TRVE HTA sup 36 au 1^{er} février 2025, sera disponible pour les TRVE HTA inf 36 à partir du 1^{er} février 2026. 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. »*

Dans ce cadre, la CRE a vérifié pour 2026 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 2024, 2025 et 2026. Les données de 2025 et 2026 transmises par EDF sont restreintes au périmètre des TRVE inf 36. Néanmoins, au vu de la faible volumétrie des TRVE sup 36, cette restriction de périmètre n'est pas de nature à remettre en cause la couverture des coûts comptables.

⁹ L'article R.337-18 du code de l'énergie dispose que les catégories tarifaires sont définies en fonction de la tension de raccordement et de la puissance souscrite par le client pour le site concerné, et sont séparées en 3 catégories bleu, jaune et verte.

2. Les TRVE proposés dans les ZNI

La CRE a pour mission de proposer les TRVE dans les territoires suivants : Corse¹⁰, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint-Pierre et Miquelon (SPM) et Wallis-et-Futuna.

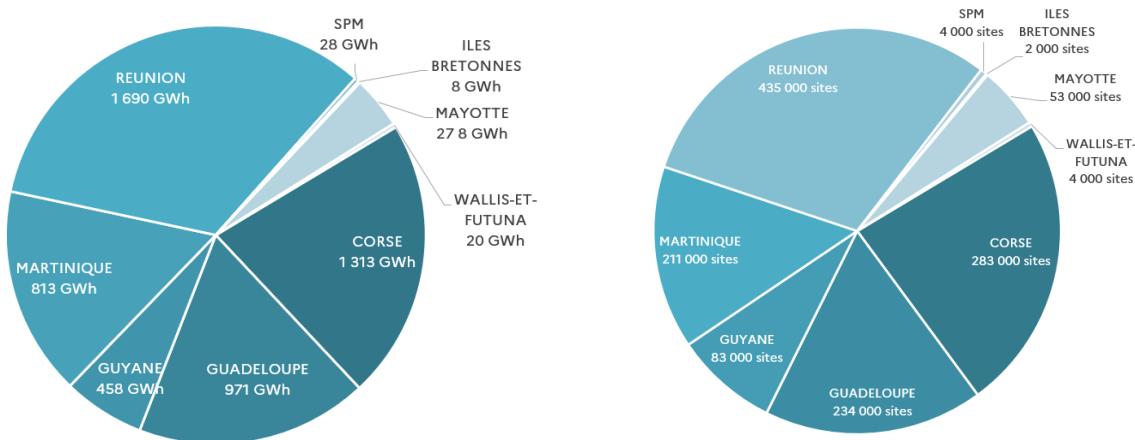
La CRE a mené du 3 décembre au 19 décembre 2025 une consultation publique relative aux signaux tarifaires des tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs en BT souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA en ZNI.

La CRE consultera, au début de l'année 2026, sur les signaux tarifaires des TRVE en ZNI pour les consommateurs en BT souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA et les consommateurs en HTA.

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 6,2 TWh soit 1 217 000 sites au 31 décembre 2024 qui se décomposent comme suit :

Figure 5 : Etat des lieux au 31 décembre 2024 du nombre de sites et de l'énergie consommée par ZNI pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA (TRVE bleus) - Source : EDF SEI, EDM et EEWF



2.1.1. Evolution du niveau moyen des TRVE inf 36 kVA en ZNI

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) :

- 0,24 % HT soit – 0,40 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- 1,29 % HT soit – 2,14 €/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.

¹⁰ 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.

2.1.2. Evolutions des barèmes tarifaires proposés en ZNI

2.1.2.1. 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 pour les TRVE inf 36 en ZNI.

En ZNI, le taux de souscription à l'option HP/HC est bien inférieur à celui observé en France métropolitaine continentale. Le signal heures pleines/heures creuses est pourtant le seul signal permettant de mobiliser la flexibilité des consommateurs BT inf 36 kVA en ZNI.

En analysant le taux moyen de consommation électrique des clients HP/HC situé en heures creuses, la CRE a conclu que les usages électriques des ZNI semblaient plus difficilement déplaçables en heures creuses que les usages électriques de France métropolitaine continentale, ce qui expliquerait le faible taux de souscription à l'option HP/HC en ZNI.

La CRE a ainsi envisagé de proposer une structure tarifaire spécifique à chaque ZNI et distincte de celles applicables en métropole afin de permettre une meilleure adéquation des signaux tarifaires aux spécificités du système électrique des ZNI.

La méthode envisagée par la CRE afin d'augmenter l'attractivité de l'option HP/HC en ZNI consisterait à choisir une valeur de part de la consommation minimale devant être placée en HC pour que l'option « HP/HC » soit plus rentable que l'option Base – appelée ratio d'équilibre cible – et de modifier la structure des tarifs Base et HP/HC de manière à atteindre ce ratio d'équilibre cible. Ce ratio serait différencié par territoire afin de tenir compte des disparités dans les usages électriques. Le niveau moyen de la facture des TRVE résidentiels serait maintenu constant à l'échelle de la catégorie tarifaire pour chaque territoire afin de garantir la péréquation tarifaire.

Retour des acteurs à la consultation publique

Les répondants à la consultation publique partagent le constat de la CRE sur la moindre flexibilité des usages électriques en ZNI par rapport à ceux de la France métropolitaine continentale. La FNCCR indique que cela peut s'expliquer, en Outre-Mer, par la consommation plus importante liée au stockage de froid alimentaire et à la climatisation.

La majorité des répondants (dont EDF et la FNCCR) est favorable à la proposition de grilles tarifaires adaptées au contexte électrique de chaque ZNI. EDF souligne néanmoins les enjeux d'acceptabilité par les territoires liés à l'évolution envisagée, ainsi que les implications en matière de perception de la péréquation tarifaire.

Les répondants à la consultation émettent des réserves sur la méthode envisagée par la CRE.

La CRE précise que la méthode envisagée respecte les principes de péréquation puisque les variations de facture seraient en moyenne nulle. Néanmoins, la CRE partage le souhait de s'assurer de la pleine adhésion des parties prenantes sur la méthode choisie.

La CRE ne dispose pas actuellement des données de consommation nécessaires pour envisager une autre méthode. Elle envisagera une méthode alternative lorsqu'elle disposera de ces données.

Propositions de la CRE :

Au regard des réponses des acteurs, la CRE ne retient pas la méthode de ratio d'équilibre cible pour calculer les TRVE inf 36 Base et HP/HC en ZNI et continuera de travailler sur l'adaptation des grilles tarifaires de chaque ZNI afin de les adapter au contexte de chaque territoire.

2.1.2.2. Adaptation de l'option Base chez les consommateurs résidentiels***Contenu de la consultation publique***

Dans sa délibération n°2025-10 du 15 janvier 2025 susmentionnée, la CRE a proposé de supprimer l'option Base des TRVE, en France métropolitaine continentale, à partir du premier mouvement tarifaire de 2026, pour les puissances souscrites allant de 18 à 36 kVA pour les consommateurs résidentiels, hors dispositif de comptage inadapté. De plus, la CRE a proposé de mettre en extinction l'option Base des TRVE en France métropolitaine continentale pour les puissances souscrites comprises entre 9 et 15 kVA à partir du mouvement tarifaire de février 2025 pour les consommateurs résidentiels. Cette proposition a été suivie par le ministre dans sa décision du 28 janvier 2025 fixant les tarifs.

La CRE a, dans sa consultation publique, appelé les acteurs à donner leur avis sur une évolution similaire de l'option Base dans les TRVE pour les consommateurs résidentiels en ZNI. Elle a interrogé les acteurs sur la suppression de l'option Base pour les consommateurs résidentiels ayant des puissances souscrites allant de 18 à 36 kVA, et de mettre en extinction la Base pour les puissances souscrites comprises entre 9 et 15 kVA pour les consommateurs résidentiels au 1^{er} février 2026. 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.

En ZNI, les consommateurs ne peuvent souscrire qu'un TRVE, contrairement aux consommateurs en France métropolitaine continentale qui peuvent également souscrire une offre de marché. En cas de suppression ou de mise en extinction de l'option base, ces consommateurs ne pourraient plus souscrire qu'à l'option HP/HC, qui serait la seule disponible. La CRE a donc envisagé d'étudier la possibilité d'introduire à terme une autre option flexible pour les consommateurs résidentiels 9-36 kVA (heures super creuses, offre spéciale véhicule électrique...) pour ouvrir le choix à d'autres potentiels de flexibilité chez les consommateurs.

Dans cette consultation, la CRE a également interrogé les acteurs sur une expérimentation en 2027 d'une nouvelle option spécifique aux ZNI pour mobiliser la flexibilité des consommateurs résidentiels Base 3 à 6 kVA, pour lesquels le signal HP/HC est moins adapté. En France métropolitaine continentale, la CRE a en effet identifié l'opportunité pour les puissances souscrites de 3 et 6 kVA, de faire évoluer l'option Base et a annoncé dans sa délibération n°2025-10 lancer une expérimentation permettant de calibrer au mieux l'option et éviter d'éventuels effets d'aubaine ou autres conséquences négatives. En France métropolitaine continentale, 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

La majorité des répondants est favorable à la suppression de l'option Base pour les puissances souscrites comprises entre 18 et 36 kVA pour les consommateurs résidentiels. EDF et la FNCCR précisent que cette option est en extinction depuis plus de 10 ans. La FNCCR explique également que les profils concernés disposent probablement de la capacité de répondre à un signal tarifaire les incitant à déplacer leurs consommations. EDF indique que la bascule automatique en masse des clients base vers l'option HP/HC ne pourra se faire qu'à partir de janvier 2028, au vu des développements informatiques à réaliser.

EDF et Tesla Energy sont favorables à la mise en extinction de l'option Base pour les consommateurs résidentiels ayant des puissances souscrites comprises entre 9 et 15 kVA. EDF estime que les clients disposant d'une puissance souscrite supérieure ou égale à 9kVA disposent d'usages déplaçables et que cette décision, conjuguée avec les ambitions de déploiement des heures creuses solaires, favorisera les choix de consommation aux moments les plus opportuns en ZNI, et contribuera ainsi à faciliter l'intégration des énergies renouvelables fatales et à minimiser les coûts de fonctionnement de ces systèmes électriques. La FNCCR appelle de ses vœux une amélioration de l'attractivité des options HP/HC et de leur promotion auprès des clients concernés. Dans le cas de cette mise en extinction, la FNCCR considère que l'organisation de bilan intermédiaires est indispensable.

Les réponses des acteurs sont majoritairement favorables à la mise en place d'expérimentation de nouvelles options au sein des TRVE pour les consommateurs résidentiels 3-6 kVA et 9-36 kVA. EDF et la FNCCR souhaitent que cette option coexiste avec l'option base pour les 3-6 kVA. EDF et Tesla Energy ne sont pas favorables à une expérimentation d'une offre proposant un tarif plus bas toutes les heures de l'année, sauf pendant les périodes les plus tendues du système électrique. Ils considèrent que l'option pourrait être la même pour les consommateurs 3-6 kVA et 9-36 kVA.

La CRE rappelle que les consommateurs entre 9 et 36 kVA disposent de nombreux usages électriques et devraient être en mesure d'adapter une partie de leur consommation à un signal tarifaire.

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, hors dispositif de comptage inadapté, à partir du 1^{er} février 2027 (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 2028, ce qui permettra à EDF SEI de réaliser les développements informatiques nécessaires.

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 1^{er} février 2026 pour les consommateurs résidentiels, hors dispositif de comptage inadapté. 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 bilan de la mesure après quelques années de mise en place.

Enfin, la CRE poursuivra ses travaux pour expérimenter une nouvelle option au sein des TRVE en 2027 pour les consommateurs résidentiels de puissance souscrite comprise entre 3 et 6 kVA ainsi qu'une nouvelle option pour ceux disposant d'une puissance souscrite comprise entre 9 et 36 kVA.

2.2. Evolution des signaux tarifaires envoyés par les TRVE Bleus non résidentiels

Contenu de la consultation publique

Les grilles proposées aux clients professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA sont identiques en ZNI et en France métropolitaine continentale. En France métropolitaine continentale, les petits professionnels n'ont pas fait l'objet des réformes sur les signaux tarifaires (adaptation de l'option HP/HC, adaptation de l'option Base). La CRE avait en effet considéré que ce segment de consommateurs ne disposait que de peu de leviers de flexibilité, notamment au regard de la forme journalière des profils PRO 1 et 2.

En ZNI, l'ensemble des professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA souscrit le tarif Bleu, alors que ce tarif ne concerne que les TPE en France métropolitaine continentale. La CRE observe que le taux de souscription à l'option HP/HC chez les clients professionnels est très faible malgré un ratio d'équilibre très faible, c'est-à-dire une offre HP/HC attractive. La CRE estime en conséquence que le choix de l'option base semble résulter d'une faible capacité de ces consommateurs à déplacer leur consommation électrique sur les plages d'heures creuses nocturnes.

La CRE estimait donc qu'il n'est pas souhaitable d'effectuer dans l'immédiat des adaptations de l'option Base sur ce segment de clientèle qui ne dispose pas des leviers de flexibilité nécessaires pour répondre au signal HP/HC. De plus, la CRE considérait qu'il n'est également pas nécessaire d'adapter les grilles de l'option HP/HC qui sont déjà très attractives.

Retours des acteurs à la consultation publique

La majorité des répondants est favorable au maintien de l'option base pour les consommateurs non résidentiels. En l'absence d'études complémentaires, EDF est favorable au maintien de l'option base pour toutes les puissances des clients non résidentiels du tarif bleu. De même, la FNCCR estime que le maintien de l'option base est pertinent pour les puissances souscrites les plus faibles, et qu'une mise en extinction ou suppression de l'option Base pour les puissances les plus importantes pourrait être envisagée à condition d'avoir une meilleure connaissance des capacités à décaler les consommations des professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Enfin, Tesla Energy estime que, à la suite du chantier de déplacement des heures creuses en journée prévu dans le TURPE, l'option HP/HC sera à nouveau attractive pour certains professionnels et qu'il n'est donc pas pertinent de maintenir l'option Base pour l'ensemble des puissances souscrites.

Concernant la structure des grilles, EDF SEI estime, comme pour le segment résidentiel, qu'une mise à jour doit se faire avec prudence.

Propositions de la CRE

La CRE propose de maintenir l'option Base pour les consommateurs non résidentiels pour l'ensemble des puissances souscrites en ZNI pour le mouvement tarifaire du 1^{er} février 2026. La CRE ré étudiera la possibilité d'adapter l'option Base pour les consommateurs non résidentiels à la suite de l'introduction des heures creuses diurnes en ZNI.

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

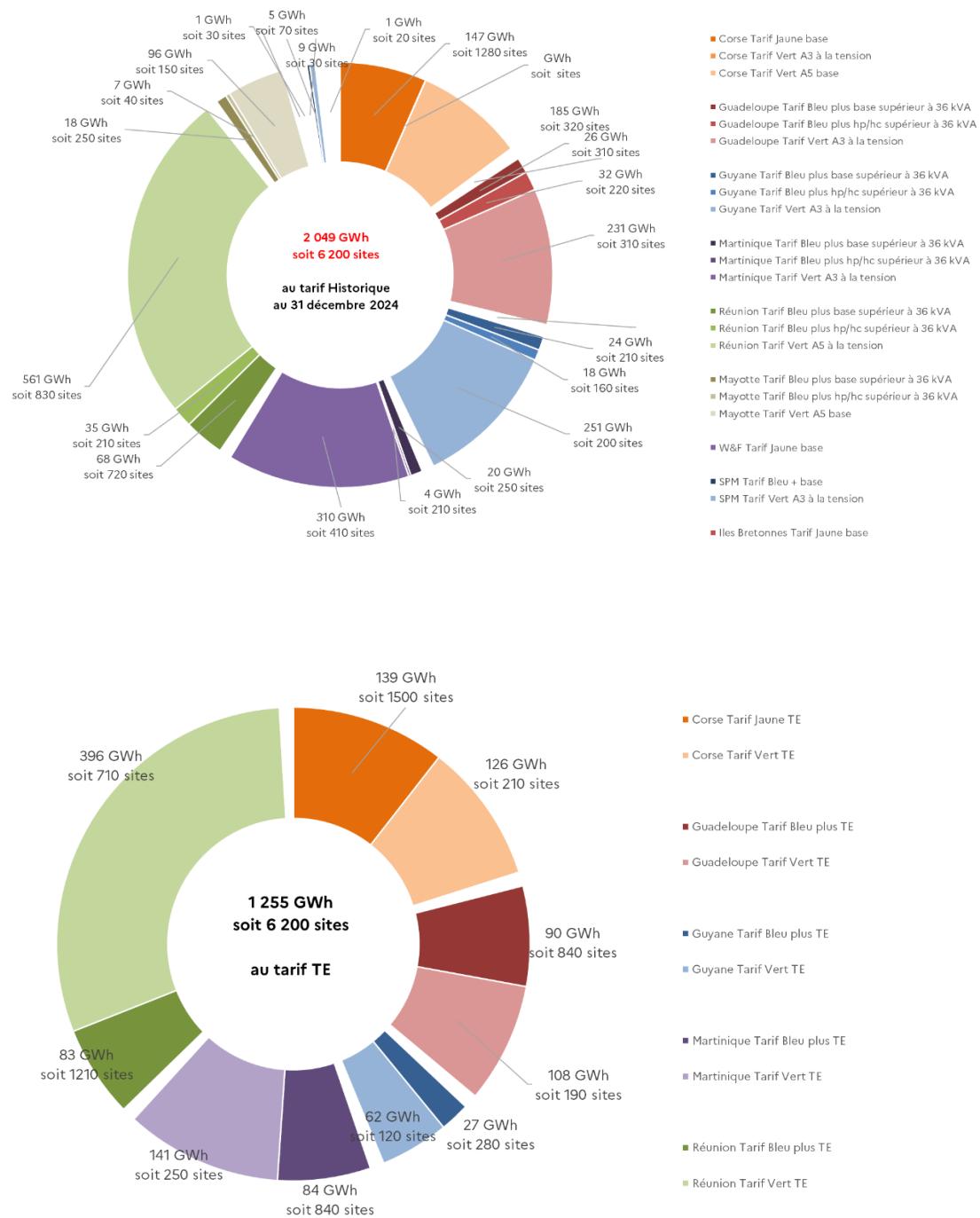
2.3.1. Etat des lieux

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.

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.

Ces consommateurs représentent un total de 3,3 TWh pour 12 300 sites au 31 décembre 2024.

Figure 6 : Etat des lieux au 31 décembre 2024 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



2.3.2. 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 continental 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 juin 2025, le coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacités baisse malgré la fin du mécanisme de l'ARENH de - 9,1 €/MWh HT pour les consommateurs aux tarifs jaunes et bleus + et de - 7,1 €/MWh HT pour les consommateurs aux tarifs verts.

Conformément à sa méthodologie, la CRE fait évoluer la composante de coûts de commercialisation hors CEE à l'inflation¹¹. La CRE applique les coûts des CEE des TRVE jaunes et verts en France métropolitaine en prenant en compte la part spécifique d'obligés aux TRVE en ZNI.

La composante « acheminement » reste inchangée par rapport à la délibération de la CRE du 18 juin 2025. A l'instar des TRVE en métropole, le niveau de rémunération normale représente 2,5 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapage.

La CRE propose de porter la composante de rattrapage à - 0,40 €/MWh pour les tarifs jaunes et bleus+ et à - 0,40 €/MWh pour les tarifs verts afin de tenir compte du décalage entre l'évolution des coûts, au 1^{er} janvier 2026 et l'évolution effective des TRVE, au 1^{er} février suivant.

La proposition tarifaire de la CRE conduit à des évolutions en niveau, par rapport aux TRVE en vigueur au 1^{er} août 2025, hors évolution de la rémanence d'octroi de mer, de :

- - 1,56 % HT pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- - 1,53 % HT pour les consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

2.4. 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 2026, les dépenses d'octroi de mer du semestre sont en légères hausses par rapport aux semestres précédents à la Réunion et en Guadeloupe, et ces dépenses sont en baisse en Martinique et à Mayotte.

	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane	Mayotte
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Bleus (€/MWh)	3,5	4,0	14,9	-	4,3
Evolution HT des tarifs Bleus + induite par l'évolution de la rémanence d'octroi de mer (% HT)	+ 0,3 %	- 1,1 %	+1,7		- 0,4 %

¹¹ 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 + 0,43 % en 2025

Proposition de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) propose une baisse du niveau moyen des TRVE pour les consommateurs résidentiels et professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et raccordés en Basse Tension (dits TRVE « bleus ») de – 0,36 % HT (soit – 0,59 €/MWh) par rapport aux TRVE en vigueur et qui se décompose en :

- - 0,24 % HT soit – 0,40 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 1,29 % HT soit – 2,14 €/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, 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 2023 à 2026.

La CRE propose que les TRVE dans les ZNI évoluent comme suit (hors rémanence d'octroi de mer) par rapport aux tarifs en vigueur :

- - 0,24 % HT soit - 0,40 €/MWh pour les TRVE bleus résidentiels ;
- - 1,29% HT soit - 2,14 €/MWh pour les TRVE bleus professionnels ;
- - 1,56 % HT pour les TRVE jaunes/bleus + ;
- - 1,53 % 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, 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 2026.

En cohérence avec sa délibération du 15 janvier 2025, 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 de ce premier mouvement tarifaire de 2026. Ainsi, les clients n'ayant pas modifié leur option tarifaire d'ici le 1^{er} février 2027, c'est-à-dire un an après la date effective de la suppression, seront basculés dans l'option HP/HC tout en conservant leur puissance souscrite.

La CRE propose de mettre en extinction le tarif vert A5 (pour ses deux options) au 1^{er} février 2026.

Dans les ZNI, la CRE propose de supprimer l'option Base des TRVE pour les puissances souscrites comprises entre 18 et 36 kVA pour les consommateurs résidentiels, hors dispositif de comptage inadapté, à partir du premier mouvement tarifaire de 2027 (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 en ZNI pour les consommateurs résidentiels, hors dispositif de comptage inadapté, au 1^{er} février 2026.

Cette délibération sera publiée sur le site de la CRE et transmise au ministre chargé de l'énergie et de l'économie.

Délibéré à Paris, le 14 janvier 2026.
Pour la Commission de régulation de l'énergie,
La présidente,
Emmanuelle WARGON