

ANNEXE A

Méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité et des tarifs de cession

Table des matières

Partie 1 : Les TRVE en métropole continentale	4
1. Cadre juridique et réglementaire	4
2. Principes et objectifs de la tarification par empilement.....	5
2.1. Objectif de l'empilement : assurer la contestabilité des TRVE.....	5
2.2. Les coûts d'approvisionnement en énergie et en capacité sont établis selon les profils de consommation	6
2.2.1. Détermination des profils déterministes à température normale et des gradients prévisionnels associés	7
3. Méthodologie de la tarification par empilement	8
3.1. Coût de l'approvisionnement à l'ARENH.....	8
3.2. Coût du complément d'approvisionnement au marché	9
3.2.1. Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché	9
3.2.2. Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché.....	10
3.2.3. Coût du complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH.....	11
3.2.4. Coûts des écarts au périmètre d'équilibre.....	12
3.2.5. Frais liés à l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité.....	12
3.3. Coûts d'acheminement (TURPE).....	13
3.4. Coûts de commercialisation	15
3.5. Rémunération normale.....	17
3.5.1. Risque lié à la thermosensibilité des consommateurs	18
3.5.2. Risque de consommation « macro-économique ».....	18
3.5.3. Risques liés aux erreurs de prévision du portefeuille	18
3.5.4. Risques liés à l'approvisionnement en capacité	19
3.6. Barèmes tarifaires	19
4. Evolution des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale envisagée par la CRE	20
4.1. Panorama des sites aux TRVE en France métropolitaine continentale	20
4.2. Calcul de l'évolution des composantes de coûts de l'empilement tarifaire	21
4.2.1. Coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité.....	21
4.2.2. Coûts d'acheminement (TURPE)	21
4.2.3. Coûts de commercialisation	22
4.2.4. Rémunération normale de l'activité de fourniture	24
4.3. Mise à jour des composantes de rattrapage	25

Partie 2 : Les Tarifs réglementés de vente d'électricité dans les zones non interconnectées.....	25
5. Contexte et cadre juridique	25
6. Définition de l'empilement : Evolutions en niveau des TRVE....	26
7. Evolutions en structure des TRVE.....	26
8. Rémanence d'octroi de mer	27
9. Evolution des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les ZNI proposée par la CRE	28
9.1. Tarifs réglementés de vente d'électricité proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36kVA	28
9.2. Tarifs réglementés de vente d'électricité proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA ou raccordés en haute tension.....	28
9.2.1. Etat des lieux	28
9.2.2. Evolution en niveau : l'ensemble des tarifs respecte le principe de péréquation tarifaire.....	30
9.3. Rémanence d'octroi de mer.....	31
Partie 3 : Les Tarifs de cession d'électricité	31
10. Evolution des tarifs de cession d'électricité proposée par la CRE	31
10.1. Coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité des tarifs de cession	32
10.2. Coûts de gestion des contrats aux tarifs de cession des ELD par EDF	32
10.3. Composante de rémunération normale	32
10.4. Actualisation des rattrapages tarifaires des montants non couverts au titre de 2023 et 2024	32
10.5. Evolution moyenne des tarifs de cession	32
10.6. Evolution en structure des tarifs de cession	33

PARTIE 1 : LES TRVE EN METROPOLE CONTINENTALE

1. Cadre juridique et réglementaire

En application des dispositions de l'article L. 337-7 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) sont maintenus, en France métropolitaine continentale, pour les seuls consommateurs résidentiels et une partie des clients professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA¹.

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

En application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, « *les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de 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 tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2.* »

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRVE².

Dans la décision n° 413688 du 18 mai 2018, le Conseil d'État considère que, « *sans qu'il soit besoin d'examiner les autres objectifs d'intérêt économique général invoqués, [...] l'entrave à la réalisation d'un marché de l'électricité concurrentiel que constitue la réglementation tarifaire contestée peut être regardée comme poursuivant l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix.* »

Le Conseil d'État admet ainsi l'existence des TRVE au motif qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix. Il conditionne toutefois dans sa décision le maintien des TRVE à une modification du cadre d'application s'agissant du périmètre des bénéficiaires.

Par ailleurs, dans les décisions n° 424573 et n° 431902 du 6 novembre 2019, le Conseil d'État confirme les choix méthodologiques de la CRE pour la construction des TRVE.

Comme indiqué dans son exposé des motifs, la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat permet « *d'assurer la mise en compatibilité des tarifs réglementés de vente de l'électricité avec la décision du Conseil d'État du 18 mai 2018* ».

Ainsi, l'article 64 de cette loi prévoit qu'à partir du 1^{er} janvier 2020, l'article L. 337-7 du code de l'énergie est rédigé de la manière suivante :

« *Les tarifs réglementés de vente d'électricité mentionnés à l'article L. 337-1 bénéficient, à leur demande, pour leurs sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kilovoltampères :*

« *1° Aux consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation ;*

« *2° Aux 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.* »

¹ [Article L. 337-7 du code de l'énergie](#)

² Voir en ce sens l'avis de la CRE du 3 décembre 2015 qui indique que : « en application des dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, la CRE élaborera désormais ses propositions tarifaires sur la base d'une tarification par empilement en niveau et en structure. »

2. Principes et objectifs de la tarification par empilement

2.1. Objectif de l'empilement : assurer la contestabilité des TRVE

La tarification par empilement vise à garantir la « contestabilité » des TRVE, qui se définit comme « la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés³ ».

La CRE applique les principes de la tarification par empilement à chaque composante de la structure des tarifs (abonnement et parts variables de chaque poste horosaisonnier) pour chaque puissance de chaque option tarifaire, ce qui permet de :

- rendre le TRVE applicable à chaque client concerné contestable par les fournisseurs alternatifs ;
- facturer à chaque client un tarif qui reflète les coûts qu'il génère ;
- maîtriser l'équilibre financier du tarif, en assurant la meilleure couverture des coûts par les recettes indépendamment du scénario climatique.

Les acteurs de marché se sont majoritairement déclarés favorables au calcul de l'empilement à cette maille tarifaire dans leur réponse à la consultation publique lancée par la CRE le 18 février 2016.

À titre d'exemple, le calcul de la grille tarifaire de l'option du TRVE « Heures Pleines - Heures Creuses » se fait par addition des composantes présentées ci-dessous, pour chaque niveau de puissance souscrite.

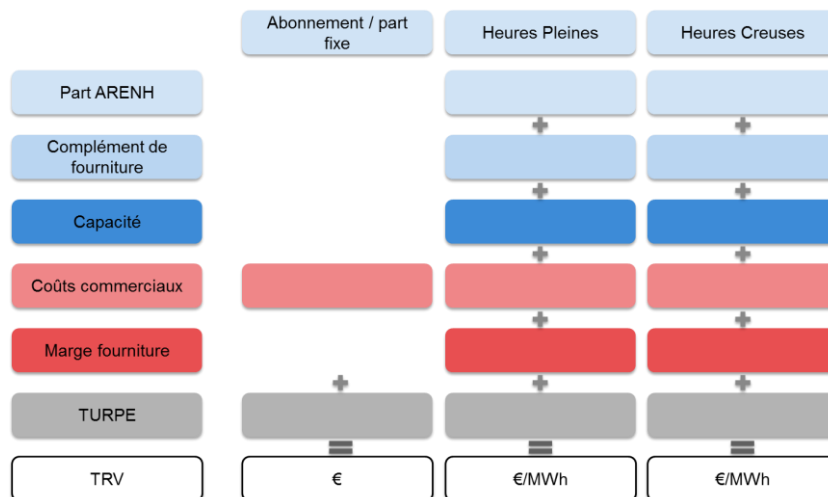


Figure 1 Principe de la construction des TRVE par empilement - Exemple de l'option Heures Pleines-Heures Creuses

Lorsque le prix de marché (prix calendaire Base lissé sur 2 ans et prix de la capacité) est supérieur à l'ARENH, la CRE retient la structure correspondant aux coûts pour un fournisseur s'approvisionnant à l'ARENH et au marché.

A l'inverse, lorsque le prix de marché est inférieur au prix de l'ARENH, la CRE retient une structure correspondant aux coûts pour un fournisseur s'approvisionnant au marché uniquement, recalée sur le niveau de coûts pour un fournisseur s'approvisionnant à l'ARENH et au marché.

*

La CRE a mené la consultation publique n°2023-11 du 15 novembre 2023 au 15 décembre 2023 relative au niveau et à la structure des tarifs réglementés de vente d'électricité pour l'année 2024, dans le but de recueillir l'opinion des acteurs de marché sur sa proposition de réaliser un mouvement tarifaire

³ Conseil d'État, ordonnance du juge des référés du 7 janvier 2015 N° 386076, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE).

uniquement en niveau lors de sa proposition des TRVE pour février 2024. Ayant tenu compte des retours des acteurs et afin préserver la stabilité des TRVE et l'attractivité de l'option HPHC, la CRE décide de réaliser un mouvement tarifaire uniquement en niveau, par homothétie, incluant les consommateurs Tempo pour ce mouvement tarifaire de février 2024. Ainsi, outre l'évolution normale de la part fixe, l'évolution tarifaire a été réalisée par une augmentation homothétique de l'ensemble des composantes de prix variables des barèmes appliqués par rapport au niveau proposé par la CRE dans sa délibération du 22 juin 2023, données en moyenne au portefeuille d'EDF au 31 décembre 2022, identique pour toutes les parts variables des options de chaque segment de consommateurs.

2.2. Les coûts d'approvisionnement en énergie et en capacité sont établis selon les profils de consommation

La CRE se fonde sur les profils de consommation définis dans le chapitre F de la section 2 des « règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre ». Les évolutions de profils sont décidées au sein du Comité de Gouvernance du Profilage.

À chaque option du TRVE est associé un profil de consommation, selon les correspondances du tableau ci-dessous :

COULEUR TARIFAIRE	OPTION TARIFAIRE	PROFIL CORRESPONDANT
BLEU RESIDENTIEL	Base (\leq 6 kVA)	RES 1
	Base ($>$ 6 kVA)	RES 11
	Heures Pleines/Heures creuses	RES 2
	Tempo	RES 3
	EJP	RES 4
BLEU NON RESIDENTIEL	Base	PRO 1
	Heures Pleines/Heures creuses	PRO 2
	Tempo	PRO 3
	EJP	PRO 4
	Eclairage public	PRO 5
JAUNE (MOINS DE 36 KVA)	Base	ENT 1
	EJP	ENT 2
VERT (MOINS DE 36 KVA)	A5 Base	ENT 3
	A5 EJP	ENT 4

Figure 2 Correspondance entre option du tarif réglementé de vente et profil de consommation

Ces profils se décomposent en sous-profils associés chacun aux plages horosaisonniers du tarif considéré. Par exemple pour l'option résidentielle heure pleine/heure creuse, il existe un sous-profil RES2-P1 pour les heures pleines et un sous-profil RES2-P2 pour les heures creuses.

Il existe aujourd'hui deux catégories de profils :

- Profils dits « statiques » appliqués depuis le 1er janvier 2004. La grande majorité de ces profils ont disparu le 4 juillet 2020 ;
- Profils dits « dynamiques » qui seront généralisés en remplacement des profils « statiques ».

Qu'ils soient statiques ou dynamiques, les profils sont définis selon quatre coefficients (demi-horaires) permettant d'une part de caractériser les fluctuations moyennes de consommation sur l'année (hebdomadaires, journalières et horaires) et, d'autre part, la sensibilité de la consommation à la température (via l'application de gradients).

Les coefficients des profils statiques sont définis ex ante. A l'inverse, les profils dynamiques sont connus ex post sur le fondement des consommations réalisées évaluées grâce à des panels de consommateurs

équipés de compteurs communicants. Les coefficients et gradients de profils dynamiques sont publiés en J+1 par Enedis.

Ces évolutions ont des effets sur la construction des offres de fourniture. Par conséquent, à compter de sa proposition tarifaire du 18 janvier 2021 et conformément à la consultation publique du 7 octobre 2020, la CRE fait évoluer sa méthode de construction des TRVE.

2.2.1. Détermination des profils déterministes à température normale et des gradients prévisionnels associés

Pour chaque sous-profil correspondant à une option du TRVE, ou, plus généralement, pour une courbe de charge quelconque, la construction des profils déterministes repose sur deux étapes.

La première étape consiste à calculer les coefficients d'aléas météorologiques tels que définis dans le chapitre F de la section 2 des règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre. Ces coefficients sont calculés par profil de consommation à partir des données historiques de sous-profils dynamiques publiés par Enedis.

La seconde étape consiste à retraiter les sous-profils dynamiques historiques pour les ramener à température normale et estimer ainsi les paramètres de chaque « sous profil déterministe » à température normale.

Le calcul des profils déterministes à température normale est réalisé indépendamment pour chaque sous-profil. Les gradients associés seront quant à eux calculés par profil de consommation.

La détermination des paramètres s'appuie sur trois années de données historiques réalisées ou reconstituées par Enedis sans pondération d'une année à l'autre. Les données historiques utilisées ne sont pas retraitées d'événements particuliers. Plus spécifiquement, la crise sanitaire liée à l'épidémie de Covid-19 a entraîné des modifications de consommation dont les effets à moyen et long terme sont difficilement mesurables et par suite complexes à prendre en compte dans de potentiels retraitements, dont la pertinence serait très incertaine.

Calcul des gradients de profils et des coefficients d'aléas météorologiques

Les coefficients d'aléas météorologiques sont calculés par profil de consommation. Afin de reconstruire les profils de consommation à partir des sous-profils publiés par Enedis, la CRE utilise des clés d'agrégation calculée comme le poids de la consommation annuelle de chaque sous-profil dans la consommation totale du profil concerné.

Conformément à la méthodologie proposée dans le chapitre F des règles du mécanisme RE-MA, les coefficients d'aléas météorologiques sont calculés à partir des gradients par delta, corrigés de la saisonnalité par les coefficients de semaine pour obtenir les gradients du profil.

Les gradients « par delta » de chaque profil de consommation sont calculés conformément à la méthodologie utilisée par RTE dans le cadre du mécanisme de capacité. Cette méthodologie est détaillée dans l'annexe E des règles du mécanisme de capacité.

Pour calculer les gradients « par delta », la CRE ne conserve que les jours « représentatifs » c'est-à-dire ceux qui ne sont pas :

- des jours fériés,
- sept jours après un jour férié,
- pendant les vacances de Noël,
- 7 jours après un jour de vacances de Noël.

Par ailleurs, les chroniques de température utilisées sont seuillées à 15°C de manière cohérente avec les règles du mécanisme de capacité et les règles RE-MA.

Calcul des coefficients $C_{h,j,s}$

Une fois les coefficients d'aléas météorologiques calculés, les sous-profils dynamiques des trois années d'historique sont retraités afin d'obtenir des courbes de charge à température normale.

Ces courbes de charge à température normale permettent de calculer les coefficients de semaine C_s pour une semaine s , comme la moyenne de l'ensemble des points de la courbe correspondant à la semaine s considérée.

Les courbes de charge sont ensuite normalisées sur l'ensemble des couples (semaines, années) de manière à ce que leur moyenne soit égale à 1 pour chaque semaine de chaque année d'historique.

Le profil horaire infrahebdomadaire historique pour chaque semaine s , jour de la semaine j et demi-heure h est donné par la moyenne des points de la courbe de charge normalisée correspondant à la semaine s , le jour de la semaine j et la demi-heure h considérés.

Les coefficients de profils $C_{s,j,h}$ sont alors donnés par le produit de ce profil horaire infrahebdomadaire historique par les coefficients C_s calculés précédemment.

Dans les calculs des coefficients de profils $C_{s,j,h}$, la CRE compte les jours de pont comme des samedis et les jours fériés comme des dimanches selon la même méthodologie que dans les règles RE-MA.

Particularité des profils à effacement

Les profils à effacement présentent la particularité d'avoir très peu de jours d'activation (par exemple, le sous-profil « heures pleines rouges » du profil Tempo n'est appliqué que 22 jours par an soit 352 heures).

Pour ces profils, la calibration du « profil déterministe » s'avère délicate compte tenu de la faible quantité voire de l'absence d'activation des jours à effacement sur certains mois, jours ou heures. Afin de s'assurer de la pertinence des profils utilisés pour construire les TRVE, la CRE continue d'utiliser les profils statiques et gradients historiques pour les options EJP et Tempo.

Les « courbes déterministes à température normale » estimées par les coefficients de profils sont utilisées par la CRE pour les calculs de coûts d'approvisionnement en énergie et en capacité et pour le calcul du risque de consommation « macro-économique ». Les gradients de profil calculés précédemment seront utilisés pour le calcul du risque lié à la thermosensibilité des consommateurs.

La méthode de construction « profils déterministes à température normale » et des gradients associés est détaillée dans la consultation publique n°2020-016 du 7 octobre 2020.

3. Méthodologie de la tarification par empilement

3.1. Coût de l'approvisionnement à l'ARENH

Le droit ARENH théorique attribué à un consommateur final est fondé sur sa consommation prévisionnelle pendant certaines heures de l'année définies par l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique. Dans la construction des TRVE, la consommation prévisionnelle est donnée par les profils de consommation à température normale, c'est-à-dire sans déformation liée aux variations de température.

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 1er janvier 2024 à 0,844 contre 0,964 précédemment.

Les droits ARENH représentent en moyenne 58,85 % de la consommation des clients aux TRVE en 2024 avec un coefficient de bouclage de 0,844.

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 2024, 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 tarifs réglementés de vente d'électricité, et sa communication du 28 août 2023, la CRE utilise, pour l'approvisionnement des volumes supplémentaires lié à la baisse du coefficient de bouclage dans le calcul des TRVE 2024, les cotations des produits de marché observées à partir du 31 août 2023 inclus jusqu'au 27 décembre 2023. Cet approvisionnement représente 8,37 % de la consommation des clients aux TRVE. La CRE a normativement inclus ces volumes dans la brique ARENH écrêté. A titre informatif, les droits ARENH (en % de la consommation) attribués pour les profils des clients aux tarifs bleus

résidentiels et non résidentiels en l'absence d'atteinte du plafond ARENH, en tenant compte du nouveau coefficient de bouclage fixé à 0,844, sont présentés ci-après :

PRO1	PRO2	PRO3	PRO4	PRO5	RES11	RES1	RES2	RES3	RES4	Total
62 %	65 %	72 %	72 %	84 %	60 %	71 %	54 %	54 %	65 %	59 %

Figure 3 Droits ARENH par profil de consommation (hors effet de l'écrêtement) en % de l'énergie consommée

Le produit ARENH contient des garanties de capacité qui sont prises en compte dans le calcul du complément de garanties de capacité à intégrer dans les TRVE. Les droits ARENH (en % de l'obligation de capacité) attribués pour les profils des clients aux tarifs bleus résidentiels et non résidentiels en l'absence d'atteinte du plafond ARENH, en tenant compte du nouveau coefficient de bouclage fixé à 0,844, sont présentés ci-après :

PRO1	PRO2	PRO3	PRO4	PRO5	RES11	RES1	RES2	RES3	RES4	Total
27%	32%	43%	49%	112%	27%	44%	23%	45%	47%	28%

Figure 4 Droits ARENH par profil de consommation (hors effet de l'écrêtement) en % de l'obligation de capacité

En application de la baisse du coefficient de bouclage, les volumes à approvisionner au titre du complément de marché en garanties de capacité augmentent. Les volumes supplémentaires à approvisionner sur le marché, uniquement pour les sous-profiles avec une obligation de capacité, sont alors valorisés au prix de la moyenne des trois enchères de capacité pour année de livraison 2024 ayant eu lieu après le 31 août 2023.

L'arrêté du 28 avril 2011 fixant le volume global maximal d'électricité devant être cédé par EDF au titre de l'ARENH fixe le plafond de l'ARENH à 100 TWh. Ainsi, si la somme des demandes des fournisseurs dépasse ce plafond, leurs demandes se voient écrêtées.

L'article L. 337-6 du code de l'énergie dans sa rédaction issue de la loi relative à l'énergie et au climat dispose que le coût du complément d'approvisionnement au marché est établi en « tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2 ».

En conséquence, la CRE réplique les effets de cet écrêtement en réduisant la part d'approvisionnement à l'ARENH à due proportion de l'écrêtement des volumes. La méthodologie de détermination du coût de l'approvisionnement des volumes écrêtés est détaillée dans la partie 3.2.3.

Cette interprétation ainsi que la méthodologie retenue par la CRE ont été validées par le Conseil d'État dans sa décision n° 431902 du 6 novembre 2019.

3.2. Coût du complément d'approvisionnement au marché

3.2.1. Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché

Le complément d'approvisionnement au marché correspond au coût d'approvisionnement en énergie de la part de la courbe de charge restant à approvisionner après l'achat des volumes d'ARENH (avant écrêtement lié à l'atteinte du plafond ARENH). Le calcul du complément d'approvisionnement au marché lié à l'écrêtement ARENH est traité dans un deuxième temps dans la partie 3.2.3.

Le complément d'approvisionnement au marché est réalisé par des achats ou reventes à chaque heure des volumes associés sur le marché de gros à terme. La CRE a fait évoluer la méthode du calcul du coût d'approvisionnement en énergie au marché dans sa délibération n°2023-03 selon les modalités décrites ci-après.

La valorisation des rubans calendaires d'énergie⁴ est réalisée de manière lissée sur les 24 mois précédant le début de l'année de livraison selon les cotations des produits calendaires Base et Peak. La « forme de la courbe de charge » est ensuite valorisée selon une référence de prix correspondant à la « Hourly Price Forward Curve » (ci-après, PFC) de manière lissée sur les 12 mois précédant l'année de livraison (cf. encadré ci-dessous).

La « forme de la courbe de charge » correspond au complément d'approvisionnement en énergie net des rubans calendaires. En particulier, la forme de la courbe de charge est de moyenne nulle en volume d'énergie. La valorisation de la forme de la courbe de charge est réalisée sur la deuxième année de lissage via des achats et des ventes selon une référence de prix correspondant à la « Hourly Price Forward Curve » (ci-après, PFC).

Rappel sur la construction de la Hourly Price Forward Curve (PFC)

La PFC est une vision à date des prix horaires prévisionnels pour une année de livraison à venir. La méthode en vigueur en 2022 prévoit que, pour chacun des N jours de cotation sur les deux années précédant l'année de livraison, un N-ième de la courbe de charge (nette de l'ARENH avant écrêtement) est considéré comme couvert aux prix donnés par la PFC évaluée pour le jour de cotation considéré.

La PFC correspond à une courbe de prix horaire établie à partir des prix relevés sur les marchés à terme lorsque les produits sont disponibles (c'est-à-dire cotés) et liquides⁵ sur le jour de cotation considéré, ou, sinon, à partir de la relativité des prix historiques.

Plus précisément, la forme infra-annuelle de la PFC, qui fait référence ici au niveau relatif des trimestres et des mois par rapport au niveau du prix moyen annuel (prix calendaire), est déterminée par la forme des produits trimestriels et mensuels lorsqu'ils sont disponibles et liquides sur le jour de cotation considéré.

A l'inverse, lorsqu'un produit trimestriel ou mensuel n'est pas encore disponible ou assez liquide, le prix relatif de ce produit par rapport au produit calendaire est estimé à partir d'une moyenne pondérée des cotations historiques des 5 dernières années. L'utilisation du rapport entre le prix du produit en question et le prix du produit calendaire pour chaque année d'historique considérée permet de s'affranchir des différences de prix moyen annuel d'une année à l'autre.

La forme inframensuelle horaire de la PFC, c'est-à-dire le niveau relatif des prix des différentes heures de chaque mois, est déterminée à partir des historiques pondérés de prix spot.

3.2.2. 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. L'article R. 337-19 du code de l'énergie prévoit d'affecter la totalité de ce coût aux parts variables du tarif (en c€/kWh).

Le calcul de l'obligation de capacité de chaque consommateur est réalisé en application de la méthodologie prévue par les dispositions des articles R. 335-1 et suivants du code de l'énergie et celles des règles du mécanisme de capacité mentionnées à l'article R. 335-1 du code de l'énergie. L'obligation en capacité de chaque sous-profil est dépendante de la moyenne de la consommation à température extrême⁶ de ces sous-profiles lors des heures « PP1 ». Les heures « PP1 » correspondent aux heures les plus chargées de l'année et sont définies dans les « règles du marché de capacité ». Celles-ci étant connues ex post, la puissance de référence pour la construction des TRVE est calculée sur la base d'une répartition statistique ex ante des heures PP1 sur les jours éligibles. La méthode retenue a été

⁴ Le « ruban » correspond à un approvisionnement constant toute l'année de livraison correspondant à la puissance moyenne du portefeuille sur chaque heure de l'année nette du droit ARENH.

⁵ Pour rappel, les produits cotés sur EEX sont notamment les 6 prochains mois, les 11 prochains trimestres et les 6 prochaines années mais seuls les trois prochains mois, les quatre prochains trimestres et les deux prochaines années sont suffisamment liquides et la CRE ne tient donc pas compte des autres produits.

⁶ Définie dans les règles du mécanisme de capacité

présentée dans la consultation publique du 18 février 2016⁷ et tient compte le cas échéant, en déduction de l'obligation de chaque sous-profil, des garanties de capacité intégrées dans le produit ARENH (cf. partie 3.1).

Sur le fondement des conclusions de la consultation publique du 29 novembre 2018, la CRE a indiqué dans la délibération du 7 février 2019, qu'elle considèrerait, pour la détermination du prix en garanties de capacité des TRVE, un approvisionnement lissé sur les deux ans précédant la livraison, en cohérence avec la stratégie retenue pour l'approvisionnement en énergie.

Dans le cadre des tarifs EJP et Tempo, et afin de maximiser l'incitation tarifaire pour les consommateurs, la CRE propose de maintenir la méthodologie consistant à faire porter l'intégralité du coût de l'obligation de capacité respectivement sur les heures de pointe mobile EJP et sur les heures pleines des jours rouges Tempo.

Appels d'offres long terme portant sur le développement de nouvelles capacités.

Le ministère de la transition écologique a lancé le 12 juin 2019 des appels d'offres portant sur les périodes 2021-2027 et 2022-2028. Ils ont pour objectif de développer de nouvelles capacités vertes, flexibles et utiles à la sécurité d'approvisionnement, en apportant de la visibilité aux exploitants de nouvelles capacités et en leur assurant une stabilité de revenus sur une période de 7 ans, à travers un prix garanti de la capacité.

Un volume de 151,1 MW a été retenu pour la période 2021-2027 avec un prix garanti de 29 000 €/MW et un volume de 225,7 MW a été retenu pour la période 2022-2028 avec un prix garanti de 28 000 €/MW. Le versement fonctionne selon un contrat pour différence dont le calcul se fonde sur un prix de référence égal au prix révélé par l'enchère du 7 décembre 2023 soit 6 200 €/MW.

Les lauréats de l'appel d'offres recevront des fournisseurs un complément d'un montant total de 8,37 millions d'euros, correspondant à la différence entre le prix de référence et leur prix garanti. Ce reversement impacte très légèrement à la hausse le prix de la capacité en moyenne (moins de 92 €/MW).

3.2.3. Coût du complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH

Comme évoqué précédemment, l'article L. 337-6 du code de l'énergie dans sa rédaction issue de la loi relative à l'énergie et au climat dispose que le coût du complément d'approvisionnement au marché est établi en « *tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2* ».

En conséquence, la CRE réplique les effets de cet écrêtement éventuel en réduisant la part d'approvisionnement à l'ARENH à due proportion de l'écrêtement des volumes. S'agissant des volumes écrêtés, la CRE a fait évoluer la méthode de calcul du coût d'approvisionnement des volumes d'ARENH écrêtés dans sa délibération n°2022-236. L'approvisionnement des volumes écrêtés à la suite de l'atteinte du plafond ARENH est lissé sur 3 mois, du 1er octobre de l'année N-1 au 23 décembre de l'année N-1 inclus pour l'année de livraison, afin d'améliorer la stabilité des TRVE et de limiter la dépendance du coût de l'écrêtement ARENH à la volatilité des cotations du mois de décembre.

Dans ces conditions, l'approvisionnement débutant en amont du guichet ARENH pour l'année N, la CRE publie avant le 15 septembre de l'année N-1 un taux d'attribution prévisionnel estimé par extrapolation du taux d'attribution du guichet de l'année N-1 et des parts de marché des fournisseurs alternatifs. L'approvisionnement des volumes est ensuite ajusté une fois le taux d'attribution réalisé connu à l'issue du guichet.

⁷ Les coefficients c_m sont égaux aux coefficients de pondération c_n présentés dans la délibération de la CRE du 6 mai 2015 portant décision concernant la prise en compte de la valeur des garanties de capacité dans le complément de prix ARENH en application du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 (Annexe 1).

Pour l'approvisionnement en énergie liée à l'atteinte du plafond ARENH, la formule retenue est la suivante :

$$\begin{aligned} \text{Coût écrêtement (en €/MWh)} &= \text{Droit}_{\text{ARENH}} \\ &\times \left[(1 - \text{taux}_{\text{attribution prévisionnel}}) \times \frac{\sum_{j \in \{\text{période de lissage prévisionnelle}\}} P_{\text{CAL}}(j)}{N_{\text{jours cotés période lissage prévisionnel}}} \right. \\ &+ (\text{taux}_{\text{attribution prévisionnel}} - \text{taux}_{\text{attribution réalisé}}) \\ &\left. \times \frac{\sum_{j \in \{\text{période de lissage de décembre}\}} P_{\text{CAL}}(j)}{N_{\text{jours cotés décembre}}} \right] \end{aligned}$$

Pour l'approvisionnement en garanties de capacité liée à l'atteinte du plafond ARENH, la formule retenue est la suivante :

$$\begin{aligned} - \frac{\text{Droit}_{\text{ARENH}}}{8760} \times (1 - \text{taux d'attribution pour lissage décoté}_{2023}) &: \text{Valorisé au prix des enchères de garanties de capacité réalisées sur la période de lissage prévisionnelle selon une moyenne arithmétique ;} \\ - \frac{\text{Droit}_{\text{ARENH}}}{8760} \times (\text{taux d'attribution pour lissage décoté}_{2023} - \text{taux}_{\text{attribution réalisé}}) &: \text{Valorisé au prix des enchères réalisées entre le guichet de fin d'année et la date de début de la période de livraison selon une moyenne arithmétique.} \end{aligned}$$

Pour l'année 2024, l'approvisionnement des volumes écrêtés à la suite de l'atteinte du plafond ARENH a été lissé sur 3 mois, du 1er octobre 2023 au 22 décembre 2023 inclus. La CRE a retenu un taux d'attribution prévisionnel de 67,14 % (publié le 21 septembre 2023) et a ensuite tenu compte du taux d'attribution réalisé de 76,68%.

3.2.4. Coûts des écarts au périmètre d'équilibre

Les fournisseurs sont redevables des coûts associés aux écarts de leur portefeuille de clients et sont ainsi incités à prévoir au mieux la consommation de leurs clients. Les écarts de consommation résiduels sur le périmètre d'équilibre des fournisseurs entraînent des coûts qui doivent être couverts dans les TRVE.

Pour rappel, lors de la proposition tarifaire de 2016, la CRE avait évalué à 0,3 €/MWh le coût des écarts d'un fournisseur efficace. Le niveau de cette brique avait été maintenu inchangé par la suite.

Dans sa délibération n°2023-03, 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 est estimé comme suit :

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

La CRE retient comme prix de référence, la moyenne des cotations des produits Calendrier Base pour livraison à l'année N relevés sur les jours cotés entre le 1er décembre et le 31 décembre inclus.

3.2.5. Frais liés à l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité

3.2.5.1. Frais d'accès au marché de l'énergie et de la capacité

L'approvisionnement au marché en énergie et en garanties de capacité intègre des frais spécifiques pris en compte dans les TRVE. La CRE a fait évoluer ces frais dans sa délibération n°2023-03. Ils sont listés dans les tableaux ci-dessous :

Frais d'accès aux produits à terme	Futures total trading and clearing fees	0,0375 €/MWh échangé*
	Futures delivery fees	0,01 €/MWh livré
Frais d'accès au marché Spot	Day-ahead total trading and clearing fees	0,085 €/MWh échangé
Frais d'accès au marché de capacité	Day-ahead trading and clearing fees	4,0 €/Garantie échangée

Figure 5 Frais d'accès au marché EEX⁸

* Conformément à sa délibération n°2023-03, les frais ont été augmentés afin de tenir compte des achats/reventes réalisés sur le marché par les fournisseurs.

3.2.5.2. Autres éléments de coûts intégrés à la part approvisionnement du TRVE

Conformément à la délibération n°2024-05, l'espérance des coûts liés aux risques quantifiables (risques de thermosensibilité, consommation, capacité et portefeuille) est intégrée à la part approvisionnement du TRVE. Au regard de la situation exceptionnelle sur les prix à court terme qui apparaissent significativement inférieurs à la part énergie du tarif, la CRE constate une baisse importante de l'espérance des risques qu'elle évalue. Dans ce cadre, la CRE fixe à 0€/MWh la brique de coût relative à l'espérance des risques quantifiés.

Les éléments de coûts suivants sont également pris en compte dans les TRVE :

<i>Garanties liées aux approvisionnements au marché et à l'ARENH</i>	<i>L'immobilisation de capital associée à ces garanties est considérée comme étant prise en compte dans la rémunération normale présentée au paragraphe 4.5</i>
<i>Frais de soutirage RTE</i>	0 €/MWh ⁹
<i>Contribution sociale de solidarité des sociétés pour 2023</i>	0,35 €/MWh ¹⁰

Figure 6 Autres éléments de coûts pris en compte dans les TRVE

La CRE prend également en compte les effets des appels d'offres sur le prix de la capacité consécutifs aux appels d'offres lancés par le ministère de la transition écologique et solidaire le 12 juin 2019 portant sur les périodes 2021-2027 et 2022-2028.

3.3. Coûts d'acheminement (TURPE)

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) en vigueur.

La CRE calcule un TURPE dit « optimisé » qui correspond, pour une catégorie de clients donnée, 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.

Au 1^{er} août 2017, la CRE a introduit de nouvelles options du TURPE présentant une différenciation été/hiver pour les consommateurs bénéficiant de compteurs Linky.

La CRE prend en compte pour le calcul du TURPE « optimisé » la possibilité de souscrire à cette nouvelle option du TURPE pour la part des clients présents dans le portefeuille au TRVE d'EDF, équipés d'un compteur Linky et pour lesquels une relève de consommation Linky (c'est-à-dire une relève mensuelle) est disponible sur une période d'au moins 12 mois au 31 décembre de l'année précédant ses propositions tarifaires. La CRE considère en effet que les fournisseurs sont en mesure, sur le

⁸ Ces frais sont détaillés dans la « price list » publiée par EEX.

⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2017 portant approbation de la révision du « coefficient c », proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre

¹⁰ Conformément aux articles L. 137-30 et suivants du Code de la sécurité sociale

fondement des relèves de consommation de ces clients¹¹, de choisir l'option du TURPE - dont l'option à quatre plages temporelles - qui minimise leur coût d'acheminement.

Les coûts d'acheminement intégrés dans les TRVE couvrent exclusivement les composantes du TURPE suivantes :

- composante annuelle de gestion ;
- composante annuelle de comptage ;
- composante annuelle de soutirage ;
- composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (TRVE jaunes et verts uniquement) ;
- composante annuelle de l'énergie réactive pour la partie soutirage (TRVE verts uniquement) ;

Les autres composantes du TURPE ne sont pas couvertes par les TRVE et sont facturées en sus le cas échéant.

La méthodologie de calcul des dépassements de puissance souscrite dans les barèmes des TRVE est précisée en annexe B.

Cas des autoconsommateurs

Depuis le 1^{er} août 2019, les barèmes de prix du TURPE applicables aux autoconsommateurs relatifs :

- d'une part, à la composante de gestion spécifique appliquée aux autoconsommateurs ;
- d'autre part, à la composante de soutirage pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, qui présente de nouvelles options/versiones spécifiques - mais non obligatoires.

Les consommateurs bénéficiant des TRVE en application des dispositions des articles L. 337-7 et L. 337-8 du code de l'énergie et participant à une opération d'autoconsommation peuvent souscrire aux mêmes options du TRVE que l'ensemble des consommateurs.

S'agissant des autoconsommateurs individuels, le TRVE intègre une composante de gestion spécifique.

Par ailleurs, les TRVE en vigueur intègrent deux versions pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, dépendant de l'option du TURPE sous-jacente considérée. Les autoconsommateurs peuvent ainsi choisir entre une option standard du TURPE et une option « autoproduction collective »¹² :

Remarque sur l'autoconsommation collective étendue

L'article L.315-2 du code de l'énergie¹³ distingue (i) l'opération d'autoconsommation collective (producteurs et consommateurs situés dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels) et (ii) l'opération d'autoconsommation collective étendue (producteurs et consommateurs situés sur le réseau basse tension et respectant les critères, notamment de proximité géographique, fixés par arrêté).

L'arrêté du 21 novembre 2019 fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective étendue prévoit en son article 1er que :

« Pour l'application de l'article L. 315-2 du code de l'énergie, l'opération d'autoconsommation collective est qualifiée d'étendue lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs

¹¹ Relevée mensuellement sur chacun des postes horosaisonniers par le compteur Linky

¹² [Délibération de la CRE du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT](#)

¹³ Loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat

et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et qui respectent les critères suivants :

1° Ils sont raccordés au réseau basse tension d'un unique gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité et la distance séparant les deux participants les plus éloignés n'excède pas deux kilomètres. La distance entre les sites participant à l'opération d'autoconsommation collective étendue s'apprécie à partir :

du point de livraison pour les sites de consommation ;

du point d'injection pour les sites de production.

2° La puissance cumulée des installations de production est inférieure à :

- 3 MW sur le territoire métropolitain continental ;
- 0,5 MW dans les zones non interconnectées.

Pour l'énergie solaire, la puissance considérée est la puissance crête. »

Il résulte de cet arrêté que des consommateurs et des producteurs peuvent participer à une même opération d'autoconsommation collective alors même qu'ils ne sont pas situés derrière le même poste de transformation HTA/BT.

Dans la délibération n° 2018-115 du 7 juin 2018 et les délibérations prises par la suite, la CRE a retenu le périmètre d'application suivant pour l'application des options à destination des consommateurs participant à une opération de consommation collective : « (...) l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste de transformation d'électricité de moyenne en basse tension (HTA/BT). »

En d'autres termes, les options spécifiques à destination des utilisateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, introduites par la délibération du 7 juin 2018 ne peuvent s'appliquer qu'aux opérations d'autoconsommation collective dont l'ensemble des participants se situe à l'aval d'un même poste HTA/BT.

En conséquence, en cohérence avec les dispositions du TURPE, la version B du TRVE n'est accessible qu'aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective pour laquelle l'ensemble des participants sont en aval d'un même poste HTA/BT.

3.4. Coûts de commercialisation

L'article R. 337-19 du code de l'énergie dispose que les « coûts de commercialisation » prévus par l'article L. 337-6 du code de l'énergie correspondent « *aux coûts de commercialisation d'un fournisseur d'électricité au moins aussi efficace qu'Electricité de France dans son activité de fourniture des clients ayant souscrit aux tarifs réglementés de vente de l'électricité* ».

Dans ses précédentes délibérations, la CRE a estimé que la notion de « *fournisseur au moins aussi efficace* » s'interprétait à la lumière de la pratique des autorités de concurrence pour lesquelles la notion de coûts d'un concurrent au moins aussi efficace que l'opérateur dominant renvoie aux coûts de l'opérateur dominant.

Cette interprétation a été confirmée par le Conseil d'État dans ses décisions du 18 mai 2018, du 3 octobre 2018 ainsi que du 6 novembre 2019 où il indique que « *cette disposition doit être interprétée comme imposant de fixer la composante des tarifs correspondant aux coûts de commercialisation par référence aux coûts de la société EDF* ».

En conséquence, la CRE maintient une référence de coûts de commercialisation correspondant aux coûts d'EDF.

Affectation des coûts de commercialisation d'EDF par catégorie de client

Les coûts de commercialisation en millions d'euros transmis par EDF sont issus d'une répartition par segment de marché (résidentiels ou professionnels) et par produit (électricité ou gaz, tarifs réglementés, offres de marché) des coûts de commercialisation de la direction commerce d'EDF. Ces méthodes de répartition ont fait l'objet de deux audits.

Le premier audit, confié en février 2017 au cabinet Columbus Consulting, avait pour objectif d'analyser les principes et clés d'affectation des coûts commerciaux d'EDF. Il ressort de la synthèse de ces travaux que « [la direction EDF Commerce] a pris en compte sa position spécifique sur les TRV d'électricité

dans sa méthodologie d'affectation des coûts commerciaux afin de ne pas leur faire supporter le développement des offres de marché ». De même, « les méthodologies d'affectation des coûts commerciaux mises en place sont en phase avec la réalité opérationnelle et ne permettent pas aux offres de marché de tirer un bénéfice de l'existence du portefeuille d'offres au tarif réglementé. C'est le cas notamment sur le marché d'affaires, où les coûts s'équilibrent entre tarifs réglementés et offres de marché, et où les risques liés à des biais dans l'affectation des coûts commerciaux auraient pu générer des impacts majeurs. »

La CRE en a conclu que la méthodologie de répartition des coûts de commercialisation d'EDF n'était pas remise en cause par l'auditeur et a maintenu cette même méthodologie pour l'élaboration de ses propositions tarifaires ultérieures. Le deuxième audit, confié au cabinet Schwartz en début d'année 2019, avait pour objectif d'évaluer les processus d'acquisition des CEE d'EDF et d'analyser les clés d'affectation des coûts associés sur les différents segments, produits et offres d'EDF. Une version publique du rapport, remis à la CRE en mai 2019, a été publiée par la CRE à l'occasion de sa proposition tarifaire du 25 juin 2019.

L'auditeur n'a formulé aucune recommandation particulière s'agissant des processus, des modalités et des politiques commerciales relatifs à l'approvisionnement en CEE d'EDF Commerce.

Concernant les modalités de répartition des coûts associés aux TRVE, l'auditeur n'a relevé aucune incohérence entre les coûts exposés à la CRE et les calculs effectués par EDF Commerce. L'auditeur a proposé toutefois, sans remettre en cause les modalités de répartition actuelles, des méthodologies de répartition alternatives décrites plus en détail dans la version publique du rapport d'audit.

A la suite des propositions de l'auditeur, la CRE a annoncé dans sa délibération du 25 juin 2019 qu'elle souhaitait faire évoluer la méthodologie d'affectation des coûts des CEE au périmètre des TRVE, en considérant des valeurs moyennes du stock et de l'approvisionnement en CEE tous gisements confondus, sans distinction entre CEE provenant d'actions auprès de consommateurs particuliers ou auprès de consommateurs du marché d'affaires. Cette méthodologie permet de mieux distinguer d'une part la notion de bénéficiaire des actions d'économie d'énergie, d'autre part la notion de consommateur générant une obligation pour le fournisseur, dont il doit répercuter le coût dans ses offres de fourniture.

Ce changement des méthodologies d'affectation des coûts des CEE entraîne des conséquences sur le niveau des coûts à couvrir par les TRVE, mais aussi par les contrats de fourniture en offre de marché déjà signés avec des clients finals. Il est donc nécessaire de prévoir un délai de mise en œuvre de cette nouvelle méthodologie afin de permettre au fournisseur d'adapter ses offres.

Comme déjà annoncé, la CRE a pris en compte ce changement de méthodologie à partir de sa proposition tarifaire d'août 2020.

Effet des contreparties financières

A la suite de la décision du Conseil d'État 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.

Dans ce cadre, EDF reçoit à partir du 1er janvier 2018 une contrepartie financière qui vient en déduction des coûts de commercialisation intégrés aux TRVE.

Répartition des coûts de commercialisation entre part fixe et part variable des TRVE

Dans le cadre de la présente proposition, en continuité avec la méthodologie appliquée jusqu'à présent, la CRE affecte 50 % des coûts de commercialisation, y compris coûts des CEE, à la part fixe des tarifs et 50 % à la part variable.

Publication de la référence de coûts d'approvisionnement en CEE retenue dans les TRVE

Afin d'améliorer la transparence et dans l'attente d'une référence de prix de marché plus robuste, la CRE publie la valeur des coûts d'approvisionnement en CEE d'EDF.

Cas particulier

La CRE maintient pour les clients de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA demeurant aux TRVE jaunes et verts, des coûts de commercialisation, hors effet des contreparties financières, identiques à ceux des clients aux TRVE bleus non résidentiels.

La CRE établit la majoration appliquée aux clients verts « borne poste » en tenant compte du fait que la composante de gestion du TURPE ainsi que la contrepartie financière versée par Enedis à EDF correspondent à celles appliquées aux clients raccordés en basse tension et souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA.

3.5. Rémunération normale

La CRE a fait évoluer la méthode de calcul de la rémunération normale dans la délibération n° 2023-03. La méthode décrite ci-dessous tient compte de ces évolutions.

La méthode de construction des TRVE retenue par la CRE et issue du cadre légal et réglementaire, consiste à couvrir les coûts d'un fournisseur s'approvisionnant, hors part ARENH, sur les marchés de gros pour la consommation de son portefeuille de clients. En particulier, dans le code de l'énergie, il n'est plus fait directement référence aux coûts comptables du producteur EDF pour la construction des TRVE. Dans ce cadre, la rémunération normale n'a pas vocation à couvrir les risques supportés par les opérateurs historiques.

Le niveau de la rémunération normale est fixé à partir d'un benchmark des marges de fournisseurs européens. Ce niveau est ensuite réparti en structure entre les différentes options des TRVE via des clés fournies par les quantiles de risques.

S'agissant du niveau de la rémunération normale, la CRE avait réalisé une analyse des marges commerciales des fournisseurs d'énergie européens comparables portant sur plusieurs années dans le cadre de sa proposition tarifaire du 13 juillet 2016.

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

Conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat¹⁴, la rémunération normale n'a pas vocation à couvrir les risques endurés par un fournisseur proposant un autre type d'offre que le TRVE (par exemple une offre à prix fixe) ou ne répliquant pas la méthode de construction (notamment le lissage de l'approvisionnement sur deux ans).

S'agissant de la structure de la rémunération normale, la rémunération normale est répartie entre les différentes options du TRVE en cohérence avec le coût des risques relatifs à l'activité de fourniture d'électricité des consommateurs associés.

Le niveau de risques est variable entre les différentes catégories de consommateurs, et plus précisément pour chaque sous-profil de consommation¹⁵. En conséquence, la méthode de construction tarifaire affecte à chaque sous-profil une part de la rémunération normale à proportion des risques supportés pour l'approvisionnement de ce sous-profil, selon un critère de gestion des risques quantifiables fondé sur l'analyse des values-at-risk, c'est-à-dire la détermination du coût de couverture des risques de fourniture.

Plus précisément, pour calculer les clés de répartition de la rémunération normale, la CRE évalue les surcoûts (ou les recettes) liés aux risques quantifiables avec une approche probabiliste (scénarios de température, de prix de gros...) et retient une clé correspondant au quantile 95%.

Les risques quantifiés sont (i) le risque de consommation lié à la thermosensibilité des consommateurs ; (ii) le risque de consommation hors thermosensibilité (aléas macroéconomiques, aléas liés aux profils dynamiques, etc.) ; (iii) le risque lié aux erreurs de prévision du portefeuille et (iv) le risque lié à l'approvisionnement en capacité. Le foisonnement de ces risques n'est pas pris en compte, ce qui a un effet majorant.

La différence, si elle est positive, entre le niveau de la rémunération normale et la somme des quantiles de risques liés à l'approvisionnement est attribuée aux risques non quantifiables et est reportée sur

¹⁴ Décision n°424572 du Conseil d'Etat du 6 novembre 2019

¹⁵ Pour rappel, la CRE se fonde sur les profils de consommation définis dans le chapitre F de la section 2 des « règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre » pour évaluer les coûts d'approvisionnement de chaque option tarifaire. Ces profils se décomposent en sous-profils associés chacun aux plages horosaisonnnières de l'option tarifaire considérée.

l'ensemble des options tarifaires de manière uniforme en €/MWh afin d'obtenir le niveau de rémunération normale recherché. Les risques non quantifiables sont les autres risques, liés notamment à l'évolution du contexte réglementaire. Dans le cas contraire, la composante de rémunération intégrée à chaque sous-profil de consommation comme la somme des quantiles à 95 % des risques quantifiables est recalée par homothétie pour reboucler sur le niveau de rémunération recherché.

3.5.1. Risque lié à la thermosensibilité des consommateurs

Les consommateurs résidentiels de France métropolitaine ont des consommations particulièrement sensibles à la température, en raison de leur mode de chauffage. Cette thermosensibilité, modélisée sous la forme d'un gradient spécifique à chaque profil de consommation, fait courir aux fournisseurs un risque d'exposition au marché de gros de court terme, puisqu'ils doivent ajuster l'approvisionnement de la courbe de charge prévisionnelle proche du temps réel pour satisfaire la consommation effective. Les gradients utilisés pour calculer la sensibilité des sous-profils aux variations de profils sont les gradients de profils, tels que définis dans les règles RE-MA (2.2.1).

Les écarts de consommation dus à la thermosensibilité sont valorisés au prix de marché spot : il est donc fait ici l'hypothèse que la température heure par heure au cours d'une journée donnée est estimée la veille, de façon que les volumes d'énergie correspondants sont valorisés en J-1.

3.5.2. Risque de consommation « macro-économique »

D'autres éléments peuvent induire des écarts de consommation par rapport aux prévisions d'un fournisseur, notamment dus à des paramètres exogènes résiduels tels que la modification du contexte économique, l'évolution liée aux usages, *etc.*

La CRE modélise cet aléa de consommation à partir de l'historique des écarts mensuels entre les prévisions de consommation de RTE et les consommations réalisées à température normale. Les écarts par rapport à l'approvisionnement déterministe sont ensuite valorisés au prix spot¹⁶.

Avec le profilage dynamique, la forme de la consommation, même à la maille inframensuelle, n'est pas connue en amont de la livraison. Cette incertitude quant au profil à approvisionner génère des surcoûts pour le fournisseur, qui doivent, dès lors, réaliser des prévisions de consommation d'une journée à l'autre. Ce risque de consommation hors thermosensibilité est pris en compte en générant des scénarios d'écarts entre le profil dynamique réalisé à température normale et le profil déterministe à température normale estimés (2.2.1). La CRE propose d'évaluer ces surcoûts à partir d'une valorisation au prix spot.

Les modèles utilisés pour estimer ces risques sont détaillés dans la consultation publique n°2020-016 du 7 octobre 2020.

3.5.3. Risques liés aux erreurs de prévision du portefeuille

Selon la méthodologie définie par la CRE, le coût retenu pour le complément d'achat sur les marchés qui est inclus dans les TRVE correspond à la moyenne arithmétique des prix des 24 mois précédant l'année de livraison, le portefeuille étant considéré comme étant parfaitement connu a priori. En réalité, le fournisseur ne peut réaliser qu'une prévision de son portefeuille, 24 mois avant l'année de livraison. Cette prévision est affinée ensuite tout au long de la période d'approvisionnement. Le coût d'approvisionnement réel du fournisseur ne peut donc être une simple moyenne arithmétique mais reflète l'adaptation de ses achats au fur et à mesure de ses révisions. C'est sur le fondement de ces écarts de coûts par rapport à la moyenne arithmétique qu'est déterminé le niveau de couverture du risque selon la politique de couverture prudentielle où 95% des scénarios sont couverts.

Par ailleurs, le fournisseur est soumis à un risque durant la période de livraison, le portefeuille du fournisseur continuant à évoluer durant cette période. Le fournisseur doit dès lors acheter ou revendre de l'énergie sur les marchés de gros.

Pour ce faire, la CRE a estimé à partir des données à sa disposition dans le cadre de la surveillance des marchés de détail de l'électricité que, hors fournisseur nouvel entrant, le portefeuille évolue autour

¹⁶ Dans le cas d'un approvisionnement lissé sur 2 ans, cette approche est plutôt majorante. En effet, la consommation prévisionnelle à température normale, calculée 2 ans en amont, n'est pas révisée lors du processus d'approvisionnement lissé retenu par la CRE, ce qui permettrait pourtant de couvrir les écarts éventuels sur les marchés à terme de façon également lissée, réduisant ainsi l'exposition à l'aléa prix spot.

de sa tendance moyenne avec un écart type de 3%/an. Par ailleurs, la CRE estime que les prix de marché forward pour une année de livraison donnée évoluent avec une volatilité de 20 %/an.

Ce risque est réputé égal pour tous les sous-profils.

3.5.4. Risques liés à l'approvisionnement en capacité

Depuis le 1er janvier 2017, les fournisseurs doivent s'approvisionner en garanties de capacité pour les clients de leur portefeuille. Dans la méthodologie de construction de la part capacité des TRVE, la CRE retient un approvisionnement lissé sur l'ensemble des enchères pendant les deux ans précédant la livraison.

Les fournisseurs portent alors avant la livraison un risque lié aux erreurs de prévision de leur portefeuille, semblable à celui porté pour l'énergie et détaillé dans le paragraphe précédent. Ce risque est dû à la différence entre le coût d'un approvisionnement en capacité au P_{rm}^{17} inclus dans les TRVE et le coût d'approvisionnement du fournisseur qui est la moyenne des prix révélés par les enchères pondérées de ses révisions successives de portefeuille.

Par ailleurs, pendant la période de livraison, l'obligation effective du fournisseur dépend des éléments suivants, qui augmentent le risque porté par le fournisseur au titre de son approvisionnement en capacité :

- Evolution mensuelle du portefeuille ;
- Choix du gradient CGP et des jours PP1 ;
- Aléa de consommation « macroéconomique ».

Enfin, après les dernières enchères d'équilibrage, dans le cas où le fournisseur n'a pas pu couvrir exactement son approvisionnement en capacité, il doit acheter le complément de garanties de capacité au prix majoré de $(1 + k)p_{rm}$ ou revendre le surplus au prix minoré $(1 - k)p_{rm}$ où k est le coefficient de règlement des écarts fixé à 0,2 par RTE.

La capacité est facturée intégralement sur la part variable des TRVE en €/MWh. Le fournisseur peut ainsi avoir moins de recettes que prévu dans le cas d'une année où la consommation est inférieure à la moyenne. Ses recettes ne couvrent alors pas les coûts qu'il a engagés pour acheter les certificats de capacité.

Ce risque est différencié d'un sous-profil à l'autre et influe dès lors sur la structure des TRVE.

3.6. Barèmes tarifaires

En application 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.

Les termes de facturation des dépassements de puissance et d'énergie réactive pour les TRVE jaunes et verts de métropole continentale évoluent en cohérence.

¹⁷ Prix de référence du marché de capacité qui correspond à la moyenne arithmétique des prix révélés par les enchères

4. Evolution des tarifs règlementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale envisagée par la CRE

La CRE avait, en application des dispositions de l'article R. 337-22 du code de l'énergie, élaboré et examiné le 9 juillet 2024 une proposition relative aux tarifs TRVE prenant en compte l'évolution du TURPE au 1er août 2024, qui n'a pas abouti, dès lors que la CRE a eu connaissance des intentions du ministre.

Dans un souci de transparence, la CRE indique ci-dessous le détail de cette proposition.

S'agissant des TRVE en France métropolitaine continentale :

La CRE propose une évolution du niveau moyen des TRVE de **+1,13 % HT**, soit 2,4 €/MWh ou **1,05 % TTC**, et qui se décomposait en :

- + 1,12 % HT soit + 2,4 €/MWh HT ou **+ 1,04 % TTC**, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 1,21 % HT soit + 2,6 €/MWh HT ou **+ 1,15 % TTC**, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette évolution était la conséquence :

- de l'évolution mécanique annuelle du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (soit + 1,06 % sur les TRVE TTC) ;
- de la baisse des coûts commerciaux engendrée par la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau (soit - 0,03 % sur les TRVE TTC) ;

de la mise à jour de la composante de coût relative aux coûts de commercialisation et CEE pour 2023 (soit -0,01 % sur les TRVE TTC) ;

de la hausse mécanique de la rémunération normale de l'activité de fourniture définie conformément à la délibération du 12 janvier 2023 comme 2% du tarif hors taxes et hors rattrapages (soit + 0,03% sur les TRVE TTC).

4.1. Panorama des sites aux TRVE en France métropolitaine continentale

Les tarifs réglementés de vente d'électricité (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.

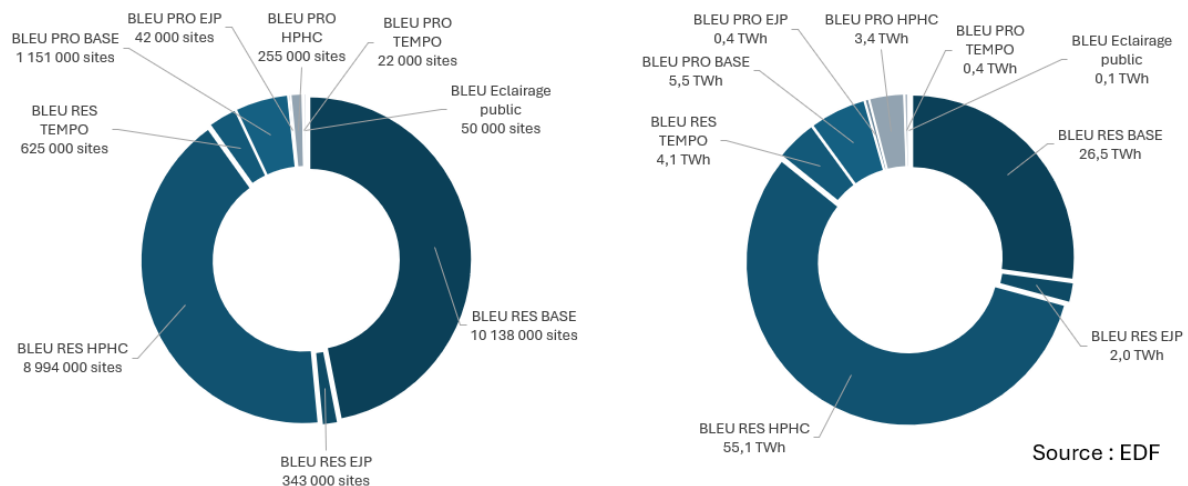


Figure 7 Répartition en nombre de sites et en volume à température normale des clients ayant souscrit un TRVE au 31 décembre 2023¹⁸.

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 « atypiques¹⁹ » ou « exotiques²⁰ » pour certains clients.

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

La méthodologie de calcul de l'empilement est détaillée dans les sections 1 à 3 de la présente annexe. Cette section explicite les évolutions des différentes briques de coûts issues de l'application de cette méthodologie depuis la dernière proposition tarifaire de la CRE ainsi que leurs impacts sur le niveau du TRVE.

Comme précisé plus haut le calcul de l'empilement est réalisé pour chaque poste horosaisonnier.

Dans les paragraphes suivants, les évolutions sont données en moyenne au portefeuille TRVE d'EDF au 31 décembre 2023 pour les clients résidentiels et pour les clients non résidentiels qui ont conservé leur éligibilité aux TRVE. Ces évolutions sont données à titre indicatif et ne correspondent pas nécessairement aux évolutions de chaque client ou même de chaque option.

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

La CRE a calculé les composantes de coût relatives à l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité lors de la proposition tarifaire du 18 janvier 2024. Conformément à la méthodologie de construction des TRVE appliquée dans les précédentes propositions tarifaires de la CRE et rappelée dans les sections 1 à 3 de la présente annexe, ces coûts ont vocation à n'évoluer qu'une fois par an en début d'année.

La CRE maintient inchangées ces composantes de coûts par rapport à celles intégrées dans la délibération de janvier dernier.

4.2.2. Coûts d'acheminement (TURPE)

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) prévus dans la délibération de la CRE du 26 juin 2024 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

¹⁸ Hors clients au « tarif agent »

¹⁹ TRVE jaunes de puissance souscrite égale à 36kVA et TRVE verts de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension.

²⁰ TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.

La CRE rappelle que l'entrée en vigueur effective de l'évolution du TURPE le 1er novembre 2024 demandera une mise à jour des calculs suivants, notamment pour intégrer les effets de saisonnalité des formules tarifaire d'acheminement.

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.

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 équipée de compteur 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 au TRVE d'EDF, équipés d'un compteur Linky. La proportion de Linky dans le portefeuille au TRVE d'EDF est de 93,2% au 31 décembre 2023. Le taux de déploiement marginal de compteur 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 93,6%. Le mouvement tarifaire proposé par la CRE retient donc une hypothèse de 93,6 des clients du affectés à une FTA 4 indexes.

La prise en compte de l'évolution du TURPE entraîne une hausse de la composante de coûts relative à l'acheminement intégrée dans les TRVE égale à + 1,14 % HT en moyenne soit +2,45 €/MWh HT ou + 1,06 % sur le TRVE TTC :

- + 1,13 % HT en moyenne pour la composante de coûts relative à l'acheminement intégrée dans les TRVE pour les clients résidentiels au TRVE, soit +2,41 €/MWh HT ou + 1,04 % sur le TRVE TTC ;
- + 1,28 % HT en moyenne pour la composante de coûts relative à l'acheminement intégrée dans les TRVE pour les clients non résidentiels au TRVE, soit +2,73 €/MWh HT ou + 1,21 % sur le TRVE TTC.

Cette hausse se décompose comme suit :

- + 1,40 % HT qui correspond à la hausse moyenne du TURPE distribution (soit + 1,07% sur le TRVE TTC) ;
- - 0,26 % HT due à la prise en compte du passage obligatoire de tous les clients équipés d'un compteur Linky en FTA 4 postes au 1^{er} août 2024 (soit - 0,01 % sur le TRVE TTC).

4.2.3. Coûts de commercialisation

Le graphique ci-dessous représente l'évolution des coûts de commercialisation en millions d'euros sur le périmètre TRVE d'EDF Commerce en France selon les données connues à date.

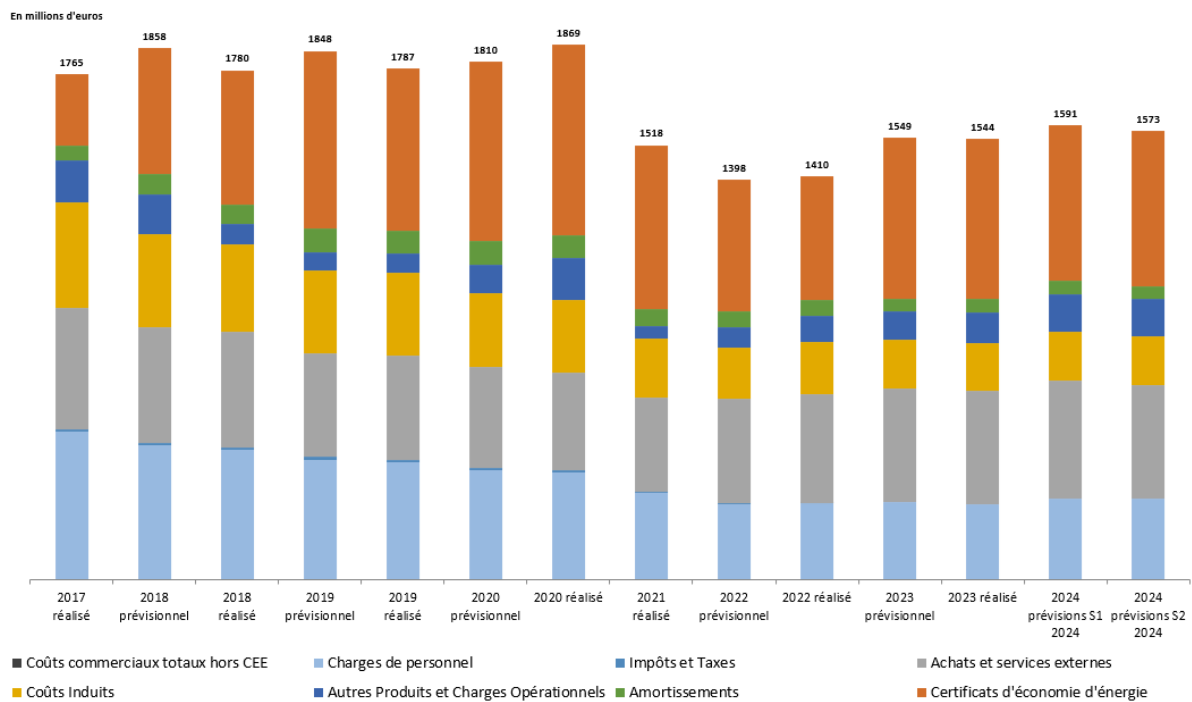


Figure 8 Evolution des coûts de commercialisation et d'acquisition de CEE déclarés par EDF au périmètre TRVE entre 2017 et 2024

La CRE a procédé à une analyse détaillée des données transmises par EDF et n'a pas relevé de montants qui ne seraient pas justifiés.

Dans sa proposition du 18 janvier 2024, la CRE a intégré aux TRVE les coûts de commercialisation prévisionnels pour 2024 d'EDF fondés sur la prévision qu'EDF a réalisée en novembre 2023. Cette prévision a été mise à jour par EDF en avril 2024 afin de refléter la meilleure vision de ses coûts à cette date. La mise à jour intègre une baisse des dépenses liés aux achats et services externes.

Par rapport aux valeurs actuellement intégrées dans les TRVE, cette actualisation conduit à une diminution des coûts de commercialisation (hors effet des contreparties financières détaillées ci-dessous) de 0,03 €/MWh HT, soit - 0,01% sur les TRVE TTC pour l'ensemble des clients aux TRVE :

- Une diminution moyenne des coûts de commercialisation des clients résidentiels de 0,01 €/MWh HT (hors effet des contreparties financières), soit - 0,01 % sur les TRVE TTC ;
- Une diminution moyenne des coûts de commercialisation des clients non résidentiels de 0,16 €/MWh HT (hors effet des contreparties financières), soit - 0,06 % sur les TRVE TTC.

Effet des contreparties financières au commissionnement des fournisseurs

A la suite de la décision du Conseil d'Etat 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.

Dans ce cadre, EDF reçoit depuis le 1^{er} janvier 2018 une contrepartie financière venant en déduction des coûts de commercialisation intégrés aux TRVE. Ce sont ces éléments qui sont pris en compte dans la catégorie « contreparties financières » dans le graphique ci-dessous. Conformément à la délibération de la CRE n° 2024-87 du 26 juin 2024, la contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération augmente à partir du 1^{er} novembre 2024 et s'élève à 7,63 € par an et par client raccordé en BT ≤ 36 kVA (contre 7,29 € par an et par client jusqu'au 31 juillet 2024), ce qui occasionne une diminution du TRVE bleu moyen de 0,08 €/MWh HT par rapport à la même composante intégrée dans les TRVE calculée dans la délibération de la CRE du 19 janvier 2023, soit - 0,03 % sur les TRVE TTC :

- soit une diminution des coûts de commercialisation, au titre de la contrepartie financière seule, pour les clients résidentiels de 0,09 €/MWh HT, soit - 0,03 % sur les TRVE TTC ;
- soit une diminution des coûts de commercialisation, au titre de la contrepartie financière seule, pour les clients non résidentiels de 0,06 €/MWh HT, soit - 0,03 % sur les TRVE TTC.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des coûts unitaires (en €/MWh HT) au périmètre des TRVE.

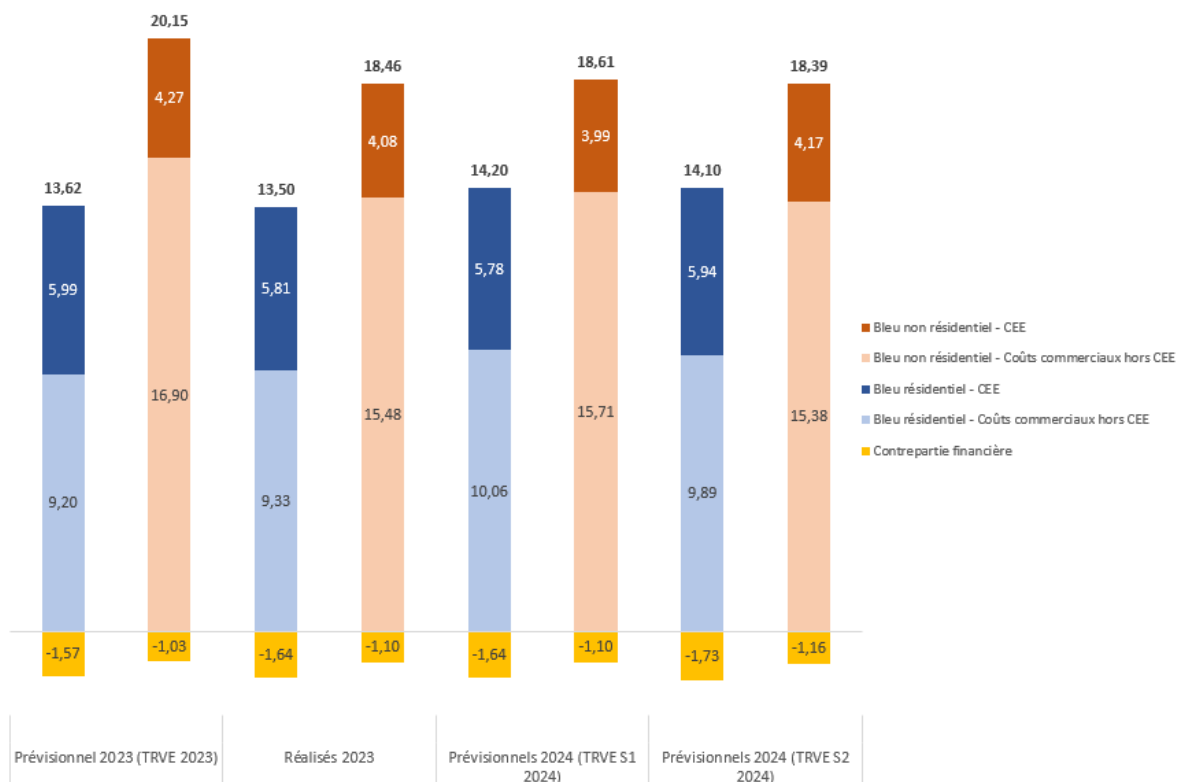


Figure 9 Coûts de commercialisation incluant le coût d'acquisition des CEE d'EDF et les effets de la contrepartie financière (en €/MWh HT) pour les clients aux TRVE bleus résidentiels et non résidentiels (évalués à partir des barèmes inclus dans les TRVE et la base de données clients aux TRVE d'EDF à température normale au 31 décembre 2023)

4.2.4. 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. Dans ce cadre, la valorisation de l'espérance des risques quantifiés est intégrée aux coûts d'approvisionnements du 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.

En application de cette méthode de calcul, la rémunération normale intégrée à la présente proposition, hors espérance des risques quantifiables, est de 4,19 €/MWh HT dans les TRVE Bleus résidentiels et de 4,25€/MWh dans les TRVE Bleus non résidentiels.

Cette mise à jour mécanique occasionne une hausse du TRVE Bleu de moyen de +0,07 €/MWh HT par rapport à la même composante intégrée dans les TRVE calculée dans la délibération de la CRE du 19 janvier 2023, soit + 0,03 % sur les TRVE TTC :

- soit une évolution du niveau de la rémunération normale pour les clients résidentiels de +0,07 €/MWh HT, soit + 0,03 % sur les TRVE TTC ;
- soit une évolution du niveau de la rémunération normale pour les clients non résidentiels de +0,09 €/MWh HT, soit + 0,03 % sur les TRVE TTC ;

L'espérance des risques intégrée aux coûts d'approvisionnement en énergie a été estimée en janvier 2024 à 0 €/MWh. La CRE maintient inchangée cette composante.

4.3. Mise à jour des composantes de rattrapage

La CRE avait intégré dans sa délibération du 18 janvier 2024 une composante de rattrapage de 3,60 €/MWh pour les clients résidentiels aux TRVE et de -0,47 €/MWh pour les clients non résidentiels aux TRVE au titre des montants non couverts en 2022. L'application sur 12 mois de cette composante de rattrapage permettait de rattraper une sur-couverture des pertes liées au gel tarifaire de 2022 (-0,25€/MWh), le mois de janvier et les coûts commerciaux de 2023 (+19,13€/MWh) et le mois de janvier 2024 (-15,73€/MWh).

La CRE maintient inchangées les composantes de rattrapages par rapport à celles intégrées dans la délibération du 18 janvier 2024 et mettra à jour ces composantes au prochain mouvement de février 2025.

PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE DANS LES ZONES NON INTERCONNECTEES

5. Contexte et cadre juridique

En application des dispositions de l'article L. 337-8 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) sont proposés à l'ensemble des consommateurs résidant dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI).

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

En application de l'article L. 121-5 du code de l'énergie, les TRVE proposés aux consommateurs dans les ZNI sont construits de manière à respecter le principe de péréquation tarifaire. Ce principe permet aux consommateurs de ces territoires de bénéficier de conditions financières similaires d'accès à l'électricité, alors même que le coût de production et d'acheminement est hétérogène d'un territoire à l'autre. Le niveau de prix moyen de chacun des TRVE dans les ZNI résultant de la péréquation tarifaire doit être cohérent avec l'empilement des composantes de coûts des TRVE applicables en France métropolitaine continentale, telles que définies à l'article L. 337-6 du code de l'énergie : « *Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de 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.* »

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement.

L'article R. 337-19-1 du code de l'énergie précise notamment les modalités d'application du principe de péréquation tarifaire. Il prévoit que « *dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kilovoltampères évolue, 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. Ces tarifs évoluent en même temps que les tarifs réglementés de vente de l'électricité aux consommateurs dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères* ».

S'agissant des tarifs réglementés de vente pour les consommateurs résidentiels et petits professionnels (consommateurs raccordés en basse tension et souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA), les tarifs proposés dans les ZNI sont jusqu'à présent les mêmes qu'en métropole continentale.

S'agissant des consommateurs raccordés en basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA et pour les consommateurs raccordés en HTA, la CRE a défini une méthodologie de construction des TRVE à l'issue de sa consultation publique du 17 février 2016 décrite ci-après.

6. Définition de l'empilement : Evolutions en niveau des TRVE

Dans cette méthodologie, les coûts de l'électricité en métropole continentale sont déterminés en calculant l'empilement des coûts (énergie, capacité, acheminement, commercialisation et rémunération normale) sur le fondement des profils de consommation spécifiques suivants :

- le profil ENT1 pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- le profil ENT3 pour les consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

Les composantes « énergie » et « capacité » sont déterminées à partir des outils développés par la CRE et utilisés pour l'élaboration des TRVE en France métropolitaine continentale. La méthodologie d'évaluation de ces composantes correspond à celle développée par la CRE pour les tarifs bleus de France métropolitaine continentale et rappelée dans la partie 1 de la présente annexe. Conformément à l'article R.337-19 du code de l'énergie, la CRE intègre également le coût de la part du complément d'approvisionnement au marché en énergie et en capacité consécutive à l'atteinte du plafond de l'ARENH.

La composante d'acheminement évolue selon les évolutions moyennes du TURPE pour chaque catégorie de consommateurs, généralement le 1^{er} août de chaque année.

7. Evolutions en structure des TRVE

L'article L. 337-6 du code de l'énergie indique que « *Sous réserve que le produit total des tarifs réglementés de vente d'électricité couvre globalement l'ensemble des coûts mentionnés précédemment, la structure et le niveau de ces tarifs hors taxes peuvent être fixés de façon à inciter les consommateurs à réduire leur consommation pendant les périodes où la consommation d'ensemble est la plus élevée.* »

Afin de construire des tarifs réglementés de vente reflétant au mieux les systèmes électriques de chaque territoire, tout en assurant la péréquation tarifaire en niveau moyen, la CRE avait lancé deux consultations publiques :

- le 17 février 2016 sur la méthodologie de construction des TRVE dans les ZNI ;
- le 15 décembre 2016 sur la présentation de premières grilles tarifaires issues de l'application de la méthodologie.

En réponse à ces deux consultations, plusieurs acteurs locaux avaient fait part de leur souhait d'être impliqués activement dans les travaux de construction des TRVE dans les ZNI en amont des délibérations que la CRE serait amenée à prendre.

En ce sens, la CRE a organisé des réunions de concertation avec les collectivités locales, EDF SEI et l'Ademe :

- en mai 2017, en amont de la délibération du 6 juillet 2017 à l'occasion de laquelle la CRE a introduit, pour les consommateurs souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA, de nouvelles options tarifaires dites « transition énergétique » (TE), en parallèle des options préexistantes dites « historiques ». Ces options TE reflètent la réalité des systèmes électriques de chaque territoire et visent à réduire les consommations sur les périodes les plus tendues et donc les plus coûteuses, permettant de réduire les coûts de production, la facture des consommateurs et les charges de service public au titre de la péréquation tarifaire ;
- en mars 2018, en amont de la délibération du 12 juillet 2018 à l'occasion de laquelle la CRE a défini un rythme de convergence progressive des options historiques vers les options TE, qui seules à terme perdureront.

Ces consultations publiques ont conduit la CRE à proposer depuis le 1^{er} août 2017, de nouvelles options dites « TE » aux clients en parallèle des options « historiques » qui existaient préalablement. Ces deux options évoluent en niveau selon les taux présentés dans la partie précédente, afin de respecter le principe de péréquation tarifaire.

Si les options « historiques » et « TE » peuvent depuis lors toutes deux être souscrites par les clients dans les ZNI, les options « TE » ont vocation à être les seules options proposées à terme. Afin d'éviter de trop fortes variations de factures pour certains clients, liées au passage vers l'option « TE », la CRE

a initié, dans sa délibération du 12 juillet 2018, un lissage sur plusieurs années de la structure des options « historiques » avant de mettre ces options en extinction et finalement de les supprimer, le basculement vers les options « TE » n'occasionnant alors que peu d'impact sur la facture des consommateurs. Les délais et les modalités de convergence ont été discutés lors de la concertation avec les acteurs concernés en mars 2018 sur le calendrier de lissage provisoire suivant :

- lissage progressif de la structure des options « historiques » jusqu'au mouvement tarifaire de l'été 2022 ;
- mise en extinction des options « historiques » lors du mouvement tarifaire de l'été 2022 ;
- suppression des options « historiques » lors du mouvement tarifaire de l'été 2024.

Cependant, la CRE poursuit ses analyses afin de mieux identifier les clients, et plus largement les secteurs d'activité, pour lesquels les évolutions de factures seront les plus significatives, afin de mettre en place, le cas échéant, des mesures d'accompagnement spécifiques. Elle a également annoncé qu'elle étudiait la possibilité de faire évoluer les structures des options du tarif TE afin de prendre en compte des évolutions significatives des parcs de production.

La CRE a annoncé dans la délibération du 18 janvier 2022 le report de la mise en extinction des options TE.

Les travaux se poursuivent en collaboration notamment avec EDF SEI.

8. Rémanence d'octroi de mer

La loi relative à l'octroi de mer (loi n°2004-639 du 2 juillet 2004 – Article 46) permet à EDF et EDM de répercuter sur leurs tarifs de vente d'électricité hors taxes le montant de l'octroi de mer²¹. Ce montant est appelé la rémanence d'octroi de mer (ROM).

La rémanence d'octroi de mer s'applique à l'ensemble des clients des ZNI hors Corse, Saint Pierre et Miquelon et Wallis-et-Futuna. Les valeurs de rémanence sont différenciées par territoire et par niveau de tension (BT et HTA).

Les grilles tarifaires à destination des consommateurs des ZNI pour les tarifs bleus +, jaunes et verts, figurant en annexe de la présente délibération, incluent la rémanence d'octroi de mer dans les parts variables, ajoutée uniformément à l'ensemble des parts variables des TRVE, c'est-à-dire sans distinction par poste horosaisonnier. Le montant de la rémanence d'octroi de mer est affiché par ailleurs pour information pour les clients raccordés en basse tension d'une part et pour les clients raccordés en haute tension d'autre part.

La rémanence d'octroi de mer n'est pas appliquée aux volumes autoproduits pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective.

Les niveaux de la rémanence d'octroi de mer pour chaque ZNI évoluent, si nécessaire, deux fois par an, concomitamment aux propositions des TRVE, usuellement en février et en août.

La méthode de détermination du niveau de majoration lié à la ROM consiste à compenser sur deux trimestres les montants d'octroi de mer à couvrir constatés sur les deux trimestres précédant la mise à jour du niveau, en laissant un trimestre de décalage pour la collecte des données. En d'autres termes, la majoration est calculée de façon à couvrir les dépenses d'octroi de mer des trimestres T2 - T3 de l'année N-1 sur les trimestres T1 et T2 de l'année N d'une part, et les dépenses des trimestres T4 de l'année N-1 et T1 de l'année N sur les trimestres T3 et T4 de l'année N.

21 L'octroi de mer est une taxe qui s'applique dans les ZNI, hors Corse et Saint-Pierre-et-Miquelon, aux importations de matériels ainsi qu'aux ventes internes de biens meubles produits localement. Les taux d'octroi de mer sont fixés dans chaque ZNI par les autorités locales compétentes. L'octroi de mer est recouvré par l'administration douanière.

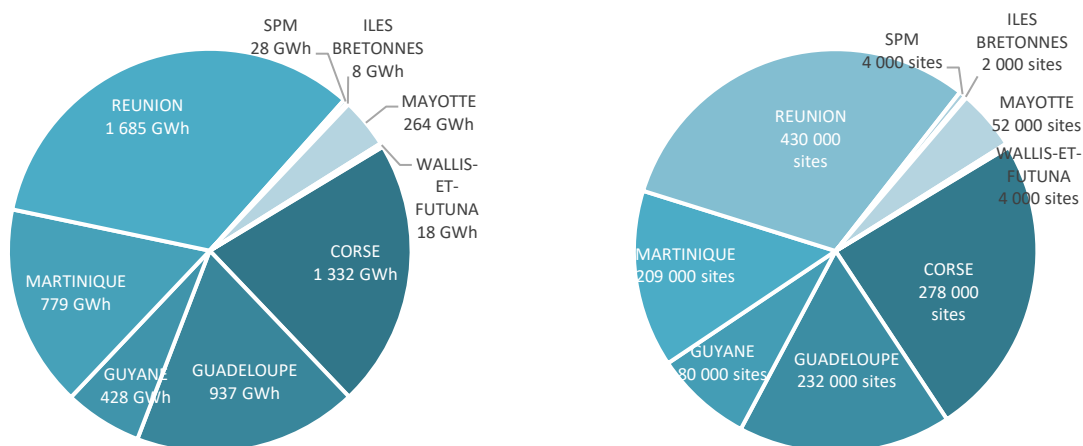
9. Evolution des tarifs règlementés de vente d'électricité dans les ZNI proposée par la CRE

La CRE a pour mission de proposer les tarifs règlementés de vente d'électricité (TRVE) dans les territoires suivants : Corse²², Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint-Pierre et Miquelon (SPM) et Wallis-et-Futuna.

9.1. Tarifs règlementés de vente d'électricité 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 10 : 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) :

- + 1,10 % HT soit + 2,35 €/MWh ou + 1,04 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 1,19 % HT soit + 2,55 €/MWh ou + 1,15 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

9.2. Tarifs règlementés de vente d'électricité proposés aux consommateurs dans les ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA ou raccordés en haute tension

9.2.1. Etat des lieux

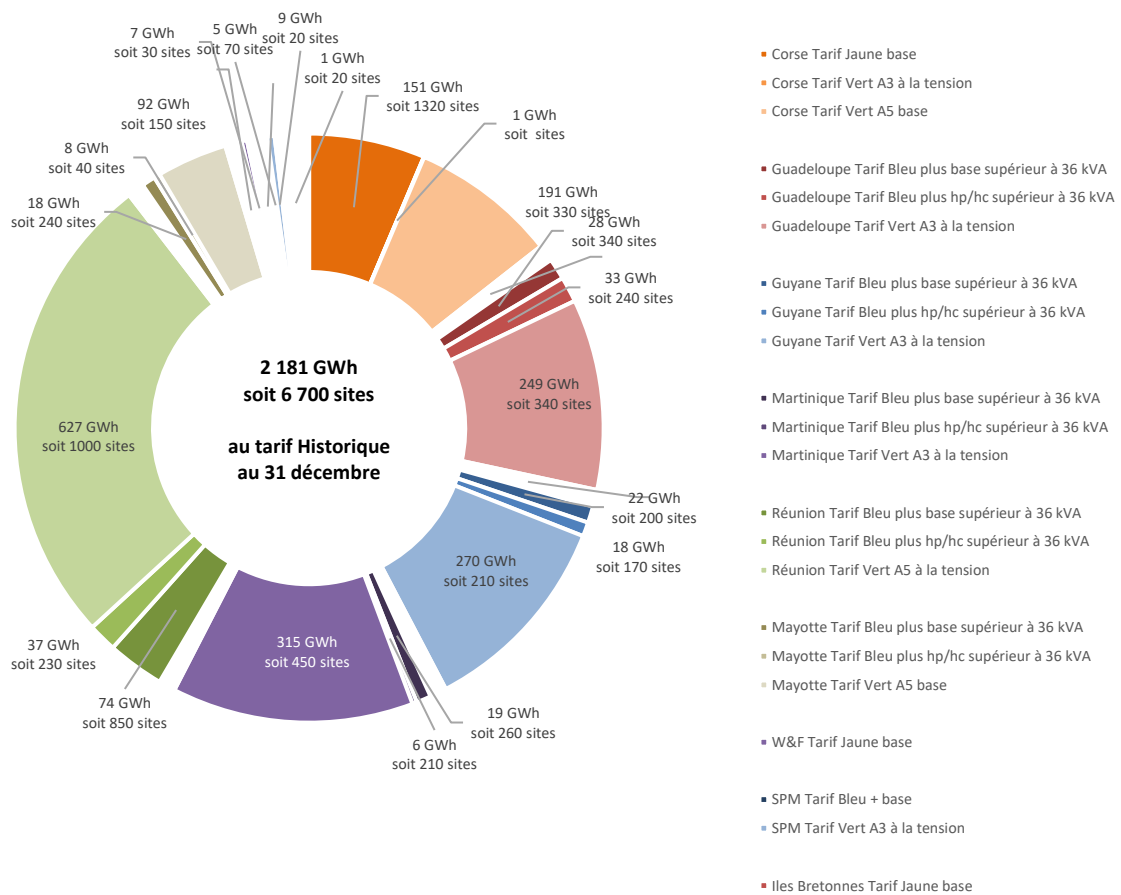
La répartition de la consommation et du nombre de sites par couleur tarifaire et par territoire pour les consommateurs raccordés en basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA d'une

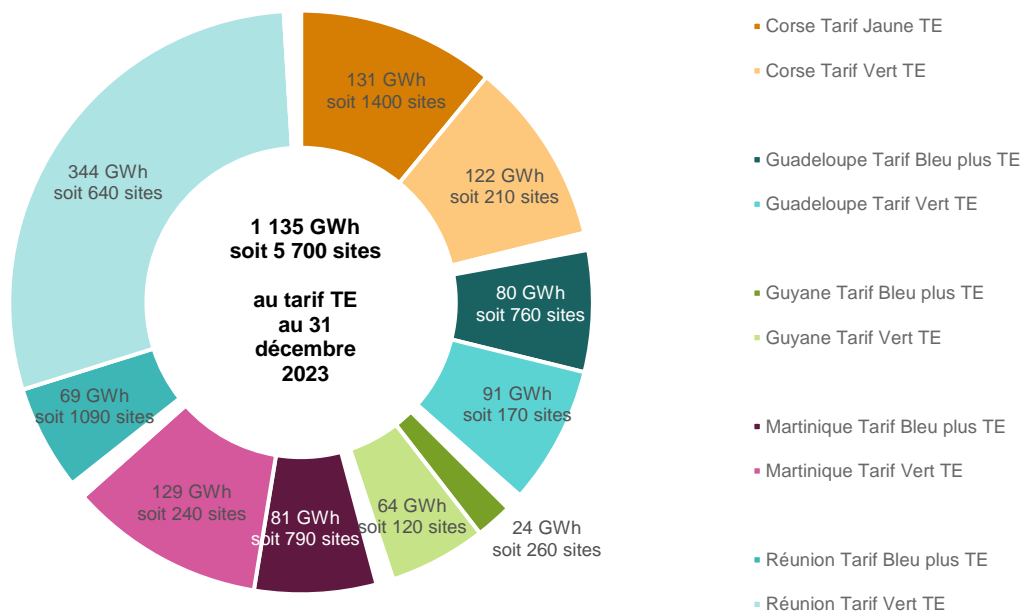
²² La CRE a également pour mission de proposer les TRVE pour les sites situés sur les îles d'Ouessant, Molène, Sein et Chausey. Dans les annexes, le terme « zones non interconnectées de France métropolitaine » regroupe Corse et les îles évoquées précédemment.

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 12 400 sites au 31 décembre 2023.

Figure 11 : 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





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

Les composantes « énergie » et « capacité », ainsi que celle de coûts de commercialisation ont été mises à jour lors de la proposition tarifaire du 18 janvier 2024.

La composante « acheminement » est mise à jour afin de prendre en compte les nouveaux barèmes du TURPE définis dans la délibération de la CRE du 26 juin 2024 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT et appliqués aux catégories de consommateurs considérées.

La CRE rappelle que l'entrée en vigueur effective de l'évolution du TURPE le 1er novembre 2024 demandera une mise à jour de la composante « acheminement », notamment pour intégrer les effets de saisonnalité des formules tarifaire d'acheminement.

La CRE avait intégré à l'occasion de la proposition tarifaire de janvier dernier, une composante de rattrapage afin de tenir compte du décalage entre l'évolution des coûts, au 1^{er} janvier 2023 et l'évolution effective des TRVE, au 1^{er} février suivant ainsi que l'anticipation ex ante de ce même décalage temporel pour 2024. Cette composante a vocation à s'appliquer pendant un an et reste inchangée dans la présente proposition.

Enfin, la CRE propose pour ce mouvement tarifaire d'intégrer la hausse mécanique de la rémunération normale qui correspond à 2% du tarif HT hors rattrapage.

La CRE propose ainsi de faire évoluer le niveau des TRVE comme suit (hors évolution de la rémanence d'octroi de mer) par rapport aux TRVE calculés dans la délibération du 18 janvier 2024 :

- **+ 1,19 % HT** pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- **+ 0,70 % HT** pour les consommateurs raccordés en HTA.

Ces évolutions sont appliquées uniformément à l'ensemble des composantes (abonnement et parts variables) de chaque option tarifaire.

9.3. Rémanence d'octroi de mer

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

Sur les territoires d'EDF SEI, les dépenses d'octroi de mer du semestre à recouvrer sont stables mais le lissage des montants d'octroi de mer résiduel introduit dans les précédents mouvements tarifaires engendre une hausse de la rémanence d'octroi de mer en Guadeloupe et en Martinique. A Mayotte, les dépenses d'octroi de mer sont en baisse par rapport aux montants exceptionnels du semestre précédent dus à des opérations de maintenance lourdes.

	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane	Mayotte
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer en vigueur pour les tarifs Bleus et Bleus + (€/MWh)	4,640	8,042	10,326	-	5,055
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Bleus et Bleus + en février 2025 (€/MWh)	6,823	9,500	8,504	-	4,323
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer en vigueur pour les tarifs Verts (€/MWh)	4,219	7,311	9,388	-	4,595
Majoration liée à la rémanence d'octroi de mer à appliquer aux tarifs Verts en février 2025 (€/MWh)	6,203	8,637	7,731	-	3,930

PARTIE 3 : LES TARIFS DE CESSION D'ELECTRICITE

10. Evolution des tarifs de cession d'électricité proposée par la CRE

La CRE avait, en application des dispositions de l'article R. 337-27 du code de l'énergie, élaboré et examiné le 9 juillet 2024 une proposition relative aux tarifs de cession concomitante à la proposition relative aux TRVE prenant en compte l'évolution du TURPE au 1er août 2024, qui n'a pas abouti, dès lors que la CRE a eu connaissance des intentions du ministre.

Dans un souci de transparence, la CRE indique ci-dessous le détail de cette proposition.

Depuis la publication du décret du 19 août 2016, les tarifs de cession doivent être construits selon la méthode dite « par empilement des coûts ».

La CRE retient, pour le calcul de l'empilement des coûts des tarifs de cession, les composantes suivantes :

- le coût de l'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ;
- le coût d'approvisionnement du complément au marché en énergie et en garanties de capacité en tenant compte à l'instar de la construction des TRVE de l'écrêtement de l'ARENH conformément au code de l'énergie précité ;
- le coût de la couverture des risques liés à l'approvisionnement par EDF des ELD au tarif de cession ;
- le coût de gestion par EDF des contrats au tarif de cession des ELD.

10.1. Coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité des tarifs de cession

La CRE a mis à jour les composantes de coût relatives à l'approvisionnement en énergie et en capacité lors de la proposition tarifaire du 18 janvier 2024. Elles sont maintenues inchangées en niveau et en structure dans la présente proposition tarifaire.

La CRE maintient également le niveau des frais proposés dans la délibération du 18 janvier dernier.

10.2. Coûts de gestion des contrats aux tarifs de cession des ELD par EDF

La gestion de la relation avec les ELD dans le cadre de la vente aux tarifs de cession (relations contractuelles, facturation et recouvrement) génère des coûts pour EDF.

S'agissant des coûts de gestion du tarif de cession pour l'année 2023, la valeur réalisée définitive transmise par EDF est supérieure de 0,08 €/MWh à la valeur prise en compte initialement dans les tarifs de cession appliqués en 2023. La CRE prend en compte cet écart en mettant à jour la valeur de rattrapage comme proposé dans la partie 2.4.

EDF avait déjà communiqué à la CRE dans le cadre de la délibération du 18 janvier 2024 une première estimation du réalisé de ces coûts pour 2023. Les montants rattrapés à ce titre ont été pris en compte dans le rattrapage actualisé des coûts de gestion pour 2023.

S'agissant des coûts de gestion du tarif de cession pour l'année 2024, la CRE avait retenu lors de sa proposition tarifaire du 18 janvier 2024²³ la valeur prévisionnelle fournie par EDF, soit 0,31 €/MWh HT. EDF a revu la valeur prévisionnelle pour 2024 de +0,02 €/MWh HT, soit 0,33 €/MWh. La CRE propose de faire évoluer en conséquence la composante de coûts de gestion des contrats au tarif de cession lors de ce mouvement tarifaire.

10.3. Composante de rémunération normale

Dans le cadre de la construction des TRVE et du tarif de cession, la CRE intègre une composante de rémunération normale pour l'activité de fourniture d'offres d'électricité.

La CRE propose de préserver le ratio entre la marge des TRVE et la marge du tarif de cession. Ainsi, la composante de rémunération normale intégrée dans le tarif de cession calculé par la CRE s'élève à 2,22 €/MWh HT en moyenne, soit +0,03 €/MWh par rapport à la délibération de janvier dernier.

10.4. Actualisation des rattrapages tarifaires des montants non couverts au titre de 2023 et 2024

La CRE avait intégré dans sa délibération du 18 janvier 2024 une composante de rattrapage de 3,55 €/MWh au titre du décalage entre l'application du tarif au 1^{er} février et l'évolution des coûts sous-jacents au 1^{er} janvier pour les années 2023 et 2024.

La CRE maintient inchangées ces composantes de rattrapages par rapport à celles intégrées dans la délibération de janvier dernier.

Sur le fondement de la transmission par EDF des coûts de gestion constatés et des volumes de ventes au tarif de cession réalisés définitifs sur l'année 2023, la CRE réévalue le niveau de la composante de rattrapage à ce titre à 0,09 €/MWh HT (+0,03 €/MWh).

10.5. Evolution moyenne des tarifs de cession

L'évolution du tarif de cession proposée par la CRE occasionne une évolution moyenne de +0,08 €/MWh HT par rapport au tarif de cession proposé le 18 janvier 2024.

²³ Délibération de la CRE du 18 janvier 2024 portant proposition de tarif de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution.

Dans sa proposition tarifaire du 9 juillet 2024, la CRE propose une évolution des TRVE (hors évolution du TURPE) de - 0,03 €/MWh HT²⁴.

En conséquence, la CRE estime le niveau de marge brute à 19,4 €/MWh HT (soit - 0,1 €/MWh par rapport à la délibération de janvier dernier)²⁵.

10.6. Evolution en structure des tarifs de cession

La CRE propose, en cohérence avec la proposition des TRVE du 18 janvier 2024, de réaliser une évolution homothétique de l'ensemble des prix du barème appliqué en août 2023. L'évolution de +0,06 % HT proposée par la CRE s'applique donc uniformément (en %) à tous les postes du tarif de cession.

²⁴ Calcul réalisé à partir de la base de données clients TRVE des ELD

²⁵ La marge brute correspond à la différence entre les recettes des TRVE (hors TURPE) et le coût d'approvisionnement au tarif de cession. Cette marge brute a vocation notamment à couvrir les coûts de commercialisation des ELD.