



DELIBERATION N° 2022-08

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

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX, Jean-Laurent LASTELLE et Valérie PLAGNOL, commissaires.

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

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

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

Les TRVE ont augmenté en 2021 de 2,1% TTC (1,6 % le 1^{er} février et 0,48 % le 1^{er} août), soit une hausse inférieure à l'inflation constatée.

Le mouvement tarifaire résultant de la présente délibération a vocation à s'appliquer le 1^{er} février 2022. La CRE a pris en compte dans sa délibération, le contexte de crise exceptionnelle des prix de l'énergie, caractérisé par une augmentation inédite des prix sur les marchés de gros de l'électricité, conséquence notamment de :

- la reprise économique en Europe et dans le monde qui induit une forte hausse des prix du gaz en Europe, amplifiée par le faible niveau des livraisons de gaz russe ;
- l'augmentation du prix des quotas de CO2 en Europe ;
- la baisse de la disponibilité du parc de production nucléaire en France.

Les deux premiers facteurs concernent tous les pays européens. Le troisième est spécifique à la France, même s'il a aussi des effets sur les prix dans les pays voisins du fait du caractère fortement interconnecté du marché européen.

Il est important de noter qu'il s'agit là de facteurs fondamentaux, qui ont un effet direct sur l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. Les prix de gros de l'électricité prennent en compte l'ensemble de ces éléments. La CRE, pas plus que les autres régulateurs européens ou que l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), n'a identifié à ce jour de dysfonctionnement du marché de gros de l'électricité ou du gaz pendant cette période de crise.

Les hausses des prix de marché de gros touchent l'ensemble des pays européens, où elles sont répercutées sur le marché de détail dans des proportions parfois supérieures à celles proposées par la CRE dans la présente délibération. Certains gouvernements ont toutefois annoncé des mesures de nature fiscale pour atténuer leur effet sur les factures des consommateurs, donc l'impact est détaillé à l'annexe C. A ce jour, et comme le précise notamment une étude de la Bank of America, les mesures prises par la France pour limiter l'impact de la hausse des prix sur les ménages, présentées ci-après, font partie des plus efficaces en Europe.

Avant de prendre sa délibération, la CRE a auditionné :

- les fournisseurs des TRVE : EDF et les ELD ;

- les fournisseurs alternatifs ;
- les associations de consommateurs ;
- les administrations concernées : DGEC et DGCCRF.

S'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale

La CRE propose une évolution du niveau moyen des TRVE de +44,5% HT (soit 57,40 €/MWh), qui se décline en :

- + 57,22 €/MWh HT soit + 44,5 % HT pour les tarifs bleus applicables aux consommateurs résidentiels ;
- + 59,22 €/MWh HT soit + 44,7 % HT, pour les tarifs bleus applicables aux consommateurs professionnels éligibles.

Cette hausse a vocation à s'appliquer au 1^{er} février 2022. Elle est la conséquence :

- de l'augmentation du coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité hors effet de l'écrêtement de l'ARENH (+ 7,7 % HT, dont + 8,3 % HT en énergie et - 0,6 % HT au titre de la capacité) ;
- de l'augmentation du coût du complément d'approvisionnement en énergie et en capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH (+ 41,6 % HT, dont + 41,8 % HT en énergie et - 0,2 % HT en capacité) ;
- de l'évolution des coûts de commercialisation (- 0,4 % HT) ;
- de la fin du rattrapage de l'écart entre coûts et tarifs au titre des exercices 2019 et 2020, ainsi que d'un léger rattrapage à la baisse au titre de 2021 (- 2,7 % HT) ;
- du maintien du niveau de marge inchangé par rapport au niveau en vigueur.

Dans ces circonstances, la loi de finances pour 2022 a prévu deux mesures (« bouclier tarifaire ») pour limiter l'impact de la crise des prix sur la facture d'électricité des consommateurs.

- La première mesure permet au gouvernement de réduire le niveau de la TICFE (taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité) dès lors que l'évolution des TRVE pour les clients résidentiels, telle que proposée par la CRE, est supérieure à 4 % TTC par rapport à ceux du 1^{er} août 2021. Cette réduction concerne l'ensemble des consommateurs¹, et non seulement ceux aux TRVE.

Compte tenu de l'évolution HT des TRVE bleus résidentiels, le taux de TICFE pourrait être abaissé, à partir du 1^{er} février 2022, à sa valeur minimale réglementaire de 1 €/MWh pour les résidentiels et petits professionnels.

- La deuxième mesure permet au gouvernement de s'opposer à la proposition tarifaire de la CRE si celle-ci conduit à une hausse supérieure à 4 % TTC après baisse de la TICFE, et de fixer par arrêté un niveau des TRVE inférieur afin de répondre à l'objectif de stabilité des prix. L'écart entre les coûts sous-jacents et le niveau des TRVE fixé en 2022 sera rattrapé en 12 mois à partir de 2023 (ce rattrapage pourra être limité eu égard à l'évolution des prix sur les marchés et à l'impact d'éventuelles mesures gouvernementales). Cette mesure s'accompagne du versement d'un acompte, dont le montant sera fixé par la CRE, aux fournisseurs de moins d'un million de clients qu'ils devront rembourser lors de l'exercice 2023 concomitamment à la prise en compte du rattrapage dans les TRVE.

La baisse annoncée de la TICFE à 1 €/MWh ramènerait les hausses TTC des TRVE résultant de la présente délibération à :

- 20,0 % TTC pour les tarifs bleus résidentiels ;
- 20,9 % TTC pour les tarifs bleus applicables aux consommateurs professionnels éligibles.

Comme annoncé par le gouvernement, les hausses seront limitées à 4 % après un refus de la proposition tarifaire de la CRE.

Par ailleurs, le gouvernement a annoncé qu'EDF devra, pour l'année 2022, distribuer 20 TWh d'ARENH supplémentaires sur le marché français. Cette décision réduira l'ampleur du rattrapage à réaliser sur les TRVE en 2023.

¹ A l'exception des clients qui ont déjà des exonérations sur cette taxe, qui ne bénéficieront donc que partiellement ou pas du tout de la réduction.

Concernant l'écrêtement de l'ARENH

La très forte évolution du coût du complément d'approvisionnement en énergie consécutif à l'écrêtement de l'ARENH est la conséquence directe de :

- l'augmentation des demandes d'ARENH validées par la CRE pour 2022, qui ont atteint 160,05 TWh, contre 146,2 TWh en 2021 ;
- l'envolée inédite des prix de marché sur le mois de décembre 2021, notamment après les annonces d'EDF le 15 décembre au soir de la prolongation de l'arrêt des 2 réacteurs de Civaux et de la mise à l'arrêt le 16 et le 18 décembre des 2 réacteurs de Chooz B pour des durées indéterminées. Le produit calendaire base 2022 a ainsi atteint 407,5 €/MWh le 22 décembre 2021, contre 169,3 €/MWh le 1^{er} décembre 2021.

La CRE a indiqué à plusieurs reprises² qu'une évolution du dispositif ARENH était nécessaire et que dans l'attente d'une telle réforme, elle recommandait de porter le plafond de l'ARENH à 150 TWh, comme le permet l'article L. 336-2 du code de l'énergie, en l'assortissant d'une réévaluation du prix. Le maintien d'un plafond à 100 TWh et la tenue d'un guichet à la fin du mois de novembre précédant l'année de livraison exposent fortement les TRVE à la volatilité des prix de marché en décembre.

Compte tenu de l'effet sur les prix de gros de l'électricité des annonces d'EDF du 15 décembre relatives à la disponibilité du palier N4, la CRE s'est interrogée sur la possibilité de calculer le complément en énergie consécutif à l'écrêtement de l'ARENH sur la période du 2 au 15 décembre 2021, au lieu de la période du 2 au 23 décembre prévue par la méthodologie. En effet, en raison du niveau exceptionnel des prix atteint entre le 16 et le 23 décembre 2021, la prise en compte de ces jours de cotation conduit à un renchérissement supplémentaire des TRVE, qui sont déjà fortement impactés par la crise des prix de l'énergie.

Toutefois, le marché de gros de l'électricité, s'il a connu fin décembre des niveaux de prix inédits, a continué à fonctionner en France comme dans toute l'Europe, et a reflété l'équilibre de l'offre et de la demande, en fonction des informations disponibles notamment sur la disponibilité des parcs de production. La CRE a pu s'assurer que plusieurs fournisseurs ont effectivement répliqué, en 2021, y compris au mois de décembre, la méthodologie de calcul de l'écrêtement ARENH définie et publiée par la CRE.

Enfin, la mise à disposition de 20 TWh additionnels d'ARENH viendra limiter l'effet sur les consommateurs de la crise des prix de l'énergie.

Dans ce contexte et afin d'en préserver le cadre fixé en amont, la CRE maintient sa méthodologie de prise en compte de l'approvisionnement des volumes écrêtés dans les TRVE et prend en compte l'ensemble des cotations du 2 au 23 décembre.

Concernant les CEE

Le coût moyen des CEE actuellement intégré dans les TRVE correspond au coût moyen d'approvisionnement d'EDF. Dans l'objectif d'améliorer la transparence de cette brique de coûts significative et sa répliquabilité, la CRE envisage de retenir une référence de marché pour le coût des CEE dans les TRVE à partir de 2023. A cet effet, elle consultera les acteurs de marché au premier semestre 2022 sur la pertinence de ce changement de méthode, la référence qui pourrait être utilisée et les modalités de mise en œuvre.

S'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les Zones Non Interconnectées (ZNI)

Pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et raccordés en basse tension, les barèmes des tarifs réglementés bleus résidentiels et non résidentiels de la métropole continentale s'appliquent. A la suite de la décision du gouvernement, la limitation à 4% TTC sera étendue à l'ensemble des ZNI.

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

Pour ces clients³, le mouvement tarifaire proposé consiste en une évolution du niveau moyen des TRVE de :

² En particulier dans son rapport du 22 juillet 2020 pris en application de l'article R. 336-39 du code de l'énergie analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH ou dans ses précédentes propositions tarifaires.

³ Les consommateurs des ZNI redevables de la TICFE bénéficieront, à l'instar des consommateurs métropolitains, de l'abattement de la TICFE prévue par le gouvernement.

- + 62,8 % HT pour les tarifs jaunes, qui s'appliquent exclusivement en Corse et pour les tarifs « bleus + », applicables dans toutes les ZNI à l'exception de la Corse (consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA) ;
- + 82,4 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

Le gouvernement a annoncé que les clients dans les ZNI souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA ou raccordés en haute tension verront eux aussi, comme les autres clients aux TRVE, la hausse de leur tarif limitée à 4% TTC en moyenne.

Enfin, la CRE mène depuis 2020 des études approfondies portant sur la mise en place des options « TE » (transition énergétique), qui n'ont pas encore abouti. La CRE reporte la mise en extinction des options historiques, initialement prévue en août 2022.

Comme annoncé dans la délibération portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité d'août 2021⁴, la méthodologie décrite dans la consultation publique du 7 octobre 2020⁵ pour calculer le coût d'approvisionnement « déterministe » en énergie et en garanties de capacité sur le fondement des profils dynamiques est mise en œuvre dans la présente proposition tarifaire.

La crise des prix de l'énergie a fait émerger des questionnements sur la méthodologie de construction des TRVE. En conséquence, la CRE engagera au premier semestre 2022 une réflexion sur une évolution de la méthodologie, qui sera soumise à la consultation de l'ensemble des acteurs.

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer au plus tôt et le premier jour d'un mois calendaire, soit le 1^{er} février 2022.

La présente délibération présente les évolutions de chaque composante de l'empilement tarifaire.

La méthodologie de calcul est présentée en annexe A.

Les barèmes de prix en résultant sont présentés en annexes B1 à B4.

La CRE recommande que chacune de ces annexes fasse l'objet d'un arrêté spécifique. Les barèmes intègrent les spécificités propres aux consommateurs participant à des opérations d'autoconsommation individuelles ou collectives.

Par ailleurs, conformément à sa politique de transparence, la CRE publie en *open data* sur son site internet (<https://www.cre.fr/pages-annexes/open-data>) les données permettant de calculer les TRVE : décomposition de l'empilement pour chaque option/puissance/poste horosaisonnier, base de données des consommations des clients aux TRVE d'EDF au 31 décembre 2020.

Enfin, la CRE a vérifié que la présente proposition tarifaire permettait de couvrir la référence des coûts comptables de fourniture d'EDF établie par le Conseil d'État.

⁴ Délibération n° 2021-226 du 8 juillet 2021 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

⁵ Consultation publique n° 2020-016 du 7 octobre 2020 relative à la méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité et du tarif de cession

SOMMAIRE

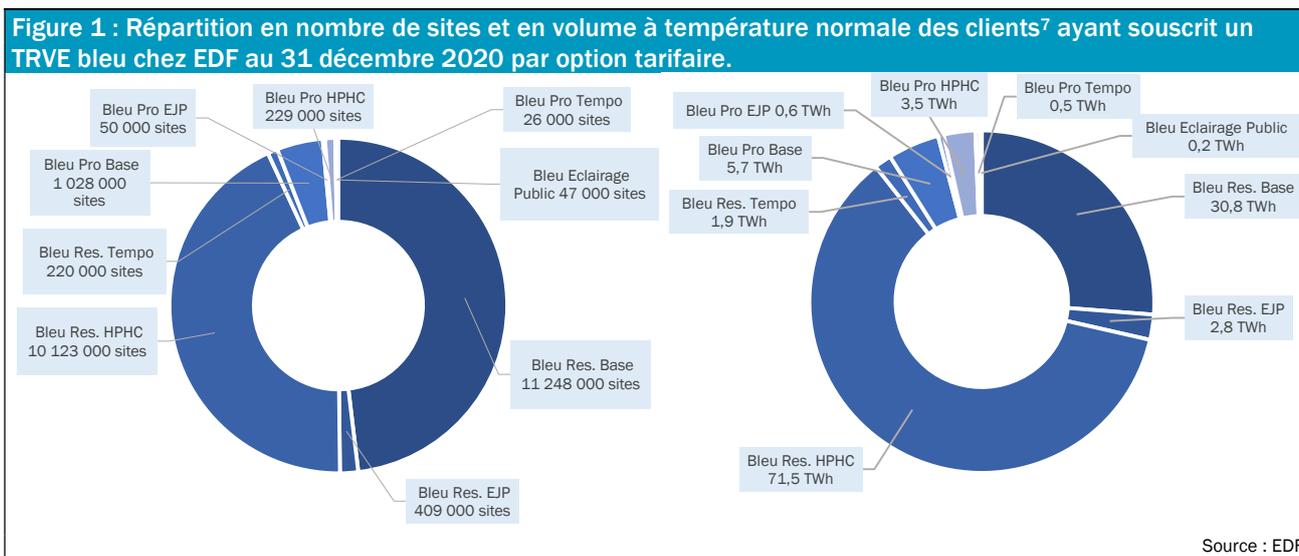
PARTIE 1 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE	6
PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE	6
PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT	6
CALCUL DE L'EVOLUTION DE L'EMPILEMENT	7
1.1 PRISE EN COMPTE DU PROFILAGE DYNAMIQUE.....	7
1.2 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT AU MARCHE.....	7
1.2.1 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE AU MARCHE.....	7
1.2.2 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN CAPACITE AU MARCHE	7
1.3 COUT DE L'APPROVISIONNEMENT A L'ARENH	7
1.4 COUT DE COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET EN GARANTIES DE CAPACITE CONSECUTIF A L'ECRETEMENT DE L'ARENH	8
1.4.1 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE AU MARCHE.....	8
1.4.2 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN CAPACITE AU MARCHE	8
1.5 FRAIS DIVERS LIES A L'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET EN GARANTIES DE CAPACITE	8
1.6 COUTS D'ACHEMINEMENT (TURPE)	9
1.7 COUTS DE COMMERCIALISATION.....	9
1.7.1 EVOLUTION DES COUTS DE COMMERCIALISATION INCLUANT LES COUTS D'ACQUISITION DES CERTIFICATS D'ECONOMIE D'ENERGIE (CEE) D'EDF AU PERIMETRE TRVE.....	9
1.7.2 COMPOSANTE DES COUTS DE COMMERCIALISATION UNITAIRES RETENUE DANS LES TRVE	10
1.8 LA CRE PROPOSE DE MAINTENIR INCHANGE LE NIVEAU DE MARGE, EN €/MWH, RETENU DANS LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE	11
RATTRAPAGES.....	12
1.9 SOLDE DES MONTANTS A RATTRAPER AU TITRE DE 2019 ET 2020.....	12
1.10 RATTRAPAGE AU TITRE DE 2021.....	12
BAREMES TARIFAIRES.....	12
COUVERTURE DES COUTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF	13
SYNTHESE DU MOUVEMENT	14
PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN ZNI	16
LES TARIFS REGLEMENTES POUR LES CONSOMMATEURS RACCORDES EN BASSE TENSION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFERIEURE OU EGALE A 36 KVA SONT MAINTENUS IDENTIQUES A CEUX DE METROPOLE CONTINENTALE	16
EVOLUTIONS DES TRVE POUR LES CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPERIEURE A 36 KVA OU RACCORDES EN HAUTE TENSION	16
1.11 ETAT DES LIEUX.....	16
1.12 EVOLUTION EN NIVEAU : L'ENSEMBLE DES TARIFS RESPECTE LE PRINCIPE DE PEREQUATION TARIFAIRE	18
REMANENCE D'OCTROI DE MER.....	18
DECISION.....	20

PARTIE 1 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE

PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE

Les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) bleus résidentiels et professionnels, maintenus pour les clients raccordés en basse tension et de puissance inférieure ou égale à 36 kVA, comprennent actuellement respectivement 4 et 5 options tarifaires. Au 30 septembre 2021⁶, les TRVE représentent 21,9 millions de sites résidentiels (soit 65,0 % des sites) pour une consommation annualisée de 107,1 TWh / an, et 1,5 million de sites « petits professionnels » (soit 29,9 % des sites), pour une consommation annualisée de 11,8 TWh / an.

La figure ci-dessous présente le nombre de sites au 31 décembre 2020 et les volumes de consommation à température normale en 2020 pour les clients résidentiels souscrivant aux TRVE Bleus. Pour les clients non résidentiels, les chiffres présentés correspondent au nombre de sites « petits professionnels » restant éligibles aux TRVE au 1^{er} janvier 2021 et l'estimation du volume de consommation de ces clients en 2021.



Les TRVE verts perdurent pour les clients 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 « atypiques⁸ » ou « exotiques⁹ » pour certains clients.

PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT

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

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

⁶ Cf. Observatoire des marchés de détail du 3^{ème} trimestre 2021 de la CRE

⁷ Hors clients au « tarif agent », hors effet de l'année bissextile, hors clients professionnels ayant perdu leur éligibilité aux TRVE au 1^{er} janvier 2021

⁸ TRV verts et tarifs jaunes de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension

⁹ TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.

CALCUL DE L'EVOLUTION DE L'EMPILEMENT

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

Comme précisé dans l'annexe A, le calcul de l'empilement est réalisé pour chaque poste horosaisonnier de chaque option afin de rendre les TRVE contestables à la maille du client.

Dans les paragraphes suivants, les évolutions sont données en moyenne au portefeuille d'EDF au 31 décembre 2020 et ne correspondent pas nécessairement aux évolutions de chaque client ou même de chaque option.

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

1.1 Prise en compte du profilage dynamique

La CRE avait lancé le 7 octobre 2020 une consultation publique auprès des acteurs sur la prise en compte du profilage dynamique dans la construction des TRVE. La CRE a reçu des contributions détaillées sur ces sujets techniques et a poursuivi ses analyses au cours du premier semestre de l'année 2021.

Comme annoncé dans la délibération n° 2021-226, la CRE a appliqué cette méthodologie, détaillée dans l'annexe A, dans la présente proposition tarifaire afin de calculer le coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité pour les consommateurs des options Base et Heures Pleines Heures Creuses. S'agissant des options EJP, Tempo et Eclairage Public, qui sont passées plus tardivement en profilage dynamique, la prise en compte du profilage dynamique se fera dans la première proposition tarifaire de la CRE de 2023.

La CRE calcule que la mise en œuvre du profilage dynamique entraîne une baisse de 0,62 €/MWh HT soit - 0,3 % des TRVE TTC en moyenne au portefeuille d'EDF au titre du coût d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité.

1.2 Coût du complément d'approvisionnement au marché

1.2.1 Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché

La quantité d'électricité approvisionnée sur le marché représente en moyenne 33 % de la consommation des clients aux TRVE.

La CRE applique une période de lissage du prix de marché de 24 mois pour le calcul du coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché. Le prix moyen résultant est égal à la moyenne arithmétique sur la période considérée des cotations pour 2022 soit 70,62 €/MWh pour un produit de type calendrier base contre 46,7 €/MWh pour 2021 et de 91,16 €/MWh pour un produit de type calendrier pointe pour 2022 contre 60,6 €/MWh pour 2021.

L'évolution des prix de marché pour l'approvisionnement du complément en énergie – hors effet de l'écrêtement de l'ARENH – entraîne une hausse moyenne des TRVE de 10,64 €/MWh HT soit un impact de + 6,6 % sur les TRVE TTC.

1.2.2 Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché

Le prix de référence pour le complément d'approvisionnement en capacité – hors effet de l'écrêtement ARENH – correspond à la moyenne des prix révélés lors des dix enchères de capacité pour 2022. Le prix résultant s'établit à 26 250 €/MW au lieu de 31 241 €/MW pour l'année 2021.

L'augmentation du prix de marché pour l'approvisionnement du complément en garanties de capacité – hors effet de l'écrêtement de l'ARENH – entraîne une baisse moyenne des TRVE de - 0,73 €/MWh HT soit un impact de - 0,45 % sur les TRVE TTC.

1.3 Coût de l'approvisionnement à l'ARENH

Les droits ARENH représentent en moyenne 67 % de la consommation des clients aux TRVE.

Les volumes d'ARENH validés par la CRE lors du guichet de novembre 2021 se sont élevés à 160,33 TWh¹⁰ (contre 146,2 TWh pour l'année 2021). En application de l'article R. 336-18 du code de l'énergie et de sa délibération du 8 novembre 2021¹¹, la CRE a réparti les 100 TWh d'ARENH au *pro rata* des demandes des fournisseurs, hors filiales contrôlées par EDF. Puis, conformément à sa délibération, ayant constaté avant le 18 décembre 2021, pour certains fournisseurs, un événement faisant obstacle à la livraison des volumes d'ARENH à compter du 1^{er} janvier

¹⁰ <https://www.cre.fr/Actualites/les-demandes-d-arenh-pour-2022>

¹¹ Délibération n° 2021-339 du 8 novembre 2021 de la CRE.

2022, la CRE a réattribué les volumes initialement alloués aux fournisseurs défaillants à l'ensemble des autres fournisseurs, au prorata de leur quantité d'ARENH hors pertes allouée lors du guichet ARENH de novembre 2021¹². Le taux d'attribution est égal à 62,48 %.

Ainsi, un consommateur aux TRVE a reçu en moyenne 62,48 % de son droit ARENH pour 2022 contre 68,4 % pour l'année 2021, au prix de 42 €/MWh inchangé depuis 2012.

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

1.4.1 Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché

Le complément d'approvisionnement en énergie consécutif à l'écrêtement de l'ARENH (cf. partie 1.3) est approvisionné de façon lissée sur les marchés de gros entre le 2 décembre 2021 et le 23 décembre 2021. Le prix moyen du produit Calendaire Base 2022 sur cette période s'est élevé à 256,98 €/MWh. Le prix pour l'année 2021 (mois de décembre 2020) était de 48,2 €/MWh, soit une hausse pour les TRVE de 53,90 €/MWh, soit + 41,8 % HT ou un impact de + 33,23 % sur les TRVE TTC.

1.4.2 Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché

Le complément d'approvisionnement en garanties de capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH est réalisé intégralement lors de l'enchère du 9 décembre 2021, au prix de 23 899,9 €/MW. Le prix retenu pour l'année 2021 était de 39 095,4 €/MW et cette évolution entraîne une baisse de - 0,23 % HT du TRVE ou un impact de - 0,18 % sur les TRVE TTC.

1.5 Frais divers liés à l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité

Les frais d'accès au marché, les frais des écarts, du périmètre d'équilibre et la Contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) sont présentés à l'annexe A.

Conformément aux articles L. 137-30 et suivants du Code de la sécurité sociale, la Contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) a été réévaluée à 0,32 €/MWh. Les frais d'accès au marché et les frais des écarts, tels que calculés dans la méthodologie de la CRE, n'ont quant à eux pas évolué depuis la dernière proposition tarifaire de la CRE.

La CRE étudiera l'évolution des frais des écarts effectivement supportés par les fournisseurs, compte tenu de la généralisation du profilage dynamique et de l'augmentation du prix spot observée ces derniers mois.

*

Impact de l'appel d'offres long terme 2021-2027 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 226 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 9 décembre 2020 soit 23 900 €/MW.

Les lauréats de l'appel d'offres recevront des fournisseurs un complément d'un montant total de 1,7 million 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 19 €/MW).

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

Le coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité augmente de 61,49 €/MWh HT soit 47,7 % HT. Cette évolution se décompose de la façon suivante :

¹² <https://www.cre.fr/Actualites/arenh-modification-de-la-demande-totale-et-du-taux-d-attribution>

Figure 2 : Synthèse de l'évolution des coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité¹³

		2021	2022	Evolution en €/MWh	% du TRVE HT
Approvisionnement marché lissé 24 mois	Energie + frais	19,65	30,29	10,64	8,25%
	Capacité	4,97	4,24	-0,73	-0,57%
ARENH	ARENH écrêté	19,50	17,48	-2,02	-1,57%
	Complément énergie	10,35	64,25	53,90	41,79%
	Complément capacité	0,96	0,67	-0,29	-0,23%
Total		55,43	116,92	61,49	47,67%

1.6 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 21 janvier 2021 portant décision portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT).

Cette composante de coûts n'a pas évolué depuis le dernier mouvement du TRVE le 1^{er} août 2021.

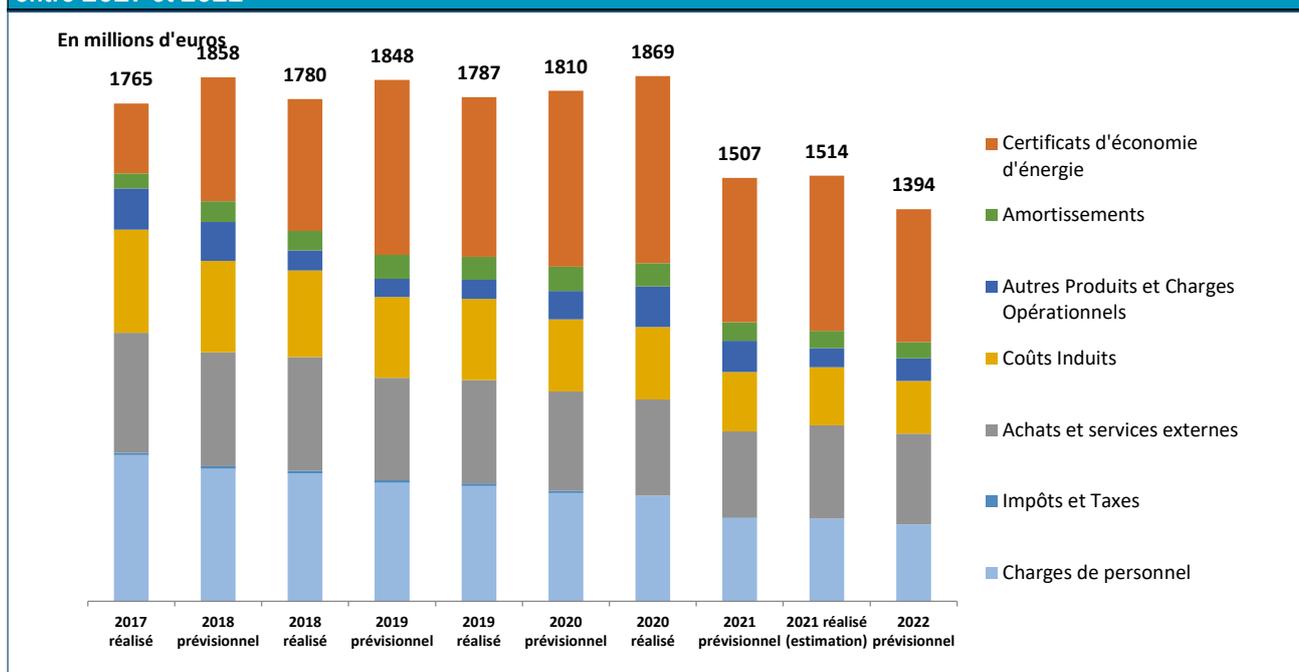
1.7 Coûts de commercialisation

Conformément à la jurisprudence du Conseil d'Etat précisée en annexe A, la CRE maintient dans la présente proposition tarifaire une référence de coûts de commercialisation correspondant aux coûts d'EDF.

1.7.1 Evolution des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition des certificats d'économie d'énergie (CEE) d'EDF au périmètre TRVE

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. Les valeurs définitives des coûts réalisés pour l'année 2021 pourront faire l'objet d'une mise à jour lors du prochain mouvement tarifaire.

Figure 3 : Evolution des coûts de commercialisation et d'acquisition de CEE déclarés par EDF au périmètre TRVE entre 2017 et 2022



¹³ L'impact des appels d'offres long-terme est directement inclus dans le coût du complément d'approvisionnement en capacité.



Comparaison entre les coûts de commercialisation prévisionnels et réalisés pour l'exercice 2021

Les données transmises par EDF montrent une légère hausse des coûts de commercialisation (hors coûts d'acquisition des CEE) pour l'année 2021 par rapport aux prévisions¹⁴ (de l'ordre de +0,5 %). Cette hausse est imputable à la hausse du coût des CEE liée à l'augmentation des consommations du portefeuille TRVE en 2021 par rapport aux prévisions et à une très légère hausse du coût d'acquisition des CEE par rapport aux prévisions.

Cet écart entre les coûts réalisés et les coûts prévisionnels (intégrés dans les tarifs actuellement en vigueur) est pris en compte dans le calcul du rattrapage portant sur l'année 2021.

Coûts de commercialisation prévisionnels pour 2022

Les coûts de commercialisation prévisionnels (en valeur absolue en euros) déclarés par EDF pour l'année 2022 sont en baisse (- 8 %) compte tenu de l'érosion du portefeuille des clients aux TRVE en moyenne annuelle.

Les coûts de commercialisation prévisionnels unitaires en €/MWh pour les clients résidentiels et non résidentiels, que la CRE prend en compte dans la proposition tarifaire, diminuent par rapport aux coûts intégrés dans les TRVE en 2021. Cette diminution est la résultante d'une baisse des charges d'impayés, CEE et des impôts et taxes, compensée par une légère hausse du coût des achats et services externes.

L'évolution des coûts de commercialisation (tenant compte du coût d'acquisition des CEE) retenue pour 2022 se traduit par une baisse du TRVE de 0,5 €/MWh soit - 0,4 % HT pour les clients résidentiels et une de baisse de 1,1 €/MWh soit - 0,9 % HT pour les clients non résidentiels.

*

Les coûts de commercialisation sont répartis entre les différents clients d'EDF selon des principes comptables et des clés d'affectation validées par la CRE après un audit en 2017 par le cabinet Columbus Consulting¹⁵.

Un deuxième audit, mené par le cabinet Schwartz,¹⁶ a eu lieu en 2019 et portait cette fois-ci spécifiquement sur les processus d'acquisition des CEE par EDF. L'audit n'a pas non plus remis en cause la méthodologie d'EDF. A cette occasion, il a suggéré une méthodologie de répartition alternative entre les segments de clientèle qui a été retenue depuis par la CRE.

1.7.2 Composante des coûts de commercialisation unitaires retenue dans les TRVE

Conformément au principe d'empilement tarifaire, la CRE intègre dans la construction des TRVE les composantes de coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition des CEE. Ces composantes sont établies sur le fondement :

- des coûts prévisionnels de l'année 2022 tels que présentés précédemment, répartis entre les segments des clients résidentiels et non résidentiels ;
- des hypothèses d'évolution des volumes de vente aux TRVE.

La CRE tient également compte de la contrepartie financière versée aux fournisseurs par les GRD pour la gestion des consommateurs en contrat unique. Conformément à la délibération de la CRE n° 2021-157 du 3 juin 2021¹⁷, la contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération s'élève à 6,26 € par an et par client raccordé en BT ≤ 36 kVA.

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

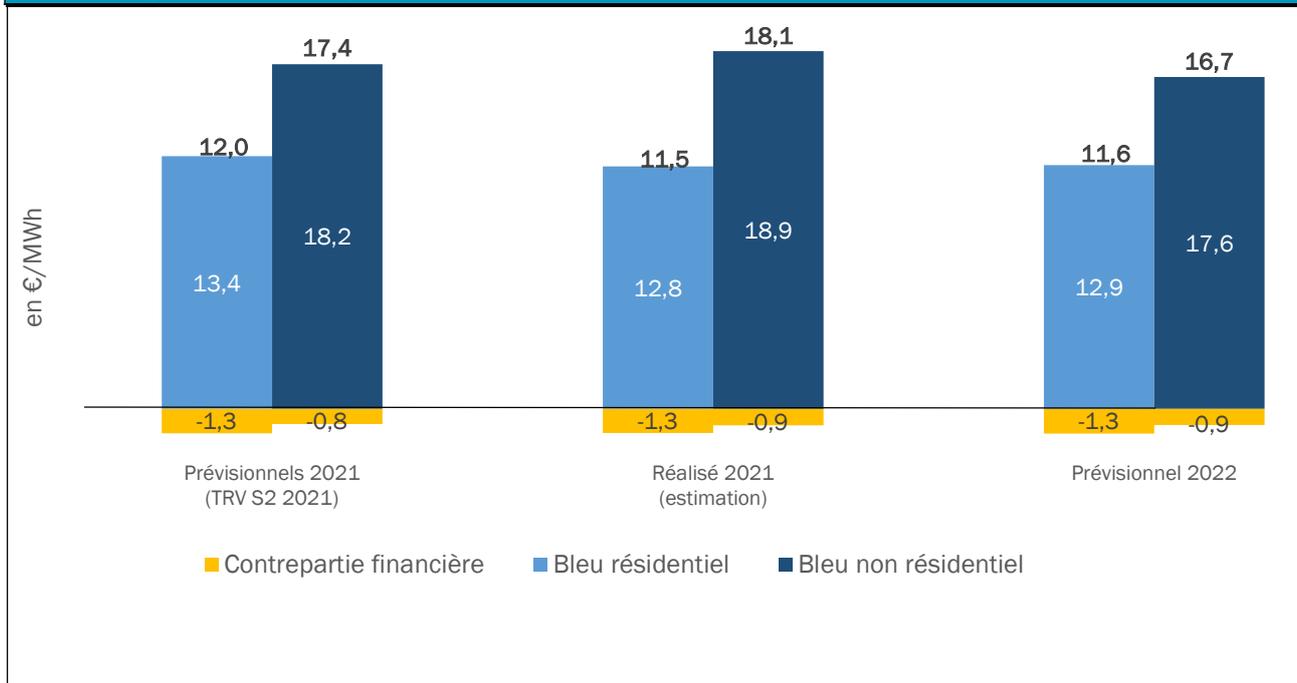
¹⁴ Ces prévisions de coûts ont servi à l'élaboration des propositions tarifaires de janvier et de juillet 2021.

¹⁵ <https://www.cre.fr/content/download/16167/200643>

¹⁶ <https://www.cre.fr/content/download/21052/269097>

¹⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant modification de la délibération de la CRE n° 2018- 011 du 18 janvier 2018 portant décision sur la composante d'accès aux réseaux publics de distribution d'électricité pour la gestion de clients en contrat unique dans les domaines de tension HTA et BT

Figure 4 : Coûts de commercialisation incluant le coût d'acquisition des CEE d'EDF pour les clients aux TRVE bleus - prévisionnels 2021 (base de données à température normale 2020), estimation du réalisé 2021 (volumes réalisés 2021 à température normale) et estimation du prévisionnel 2022 (volumes prévisionnels 2022 à température normale)



1.8 La CRE propose de maintenir inchangé le niveau de marge, en €/MWh, retenu dans les tarifs réglementés de vente

La CRE avait réalisé, lors de la préparation de la proposition tarifaire du 13 juillet 2016, une analyse des marges commerciales réelles de fournisseurs d'énergie européens comparables portant sur plusieurs années. Cette analyse constitue la base sur laquelle est établi, depuis lors, le niveau de rémunération normale intégrée dans les TRVE. Ce choix est justifié par la difficulté d'évaluer l'ensemble des risques supportés par les fournisseurs notamment s'agissant des incertitudes législatives, règlementaires et régulateurs.

Ces analyses avaient fait apparaître qu'une marge de l'ordre de 2 %, en plus de la prise en compte de l'espérance des risques supportés au titre de l'approvisionnement (risque thermosensibilité, etc.), était appropriée à l'activité de fourniture. Dans ses premières propositions tarifaires, la CRE avait ainsi choisi de proposer une marge égale à 3 % du tarif hors taxes destinée à couvrir, d'une part, le niveau de marge de 2 % correspondant à la pratique observée des fournisseurs européens comparables et, d'autre part, l'espérance des risques liés à l'approvisionnement.

Lors de la délibération du 12 juillet 2018, la CRE avait décidé d'augmenter cette marge de 3 % à 3,5 %. Depuis lors, la CRE a maintenu inchangé le niveau de marge en valeur absolue de 3,74 €/MWh.

Conformément à la méthodologie de la CRE, ce niveau moyen de rémunération normale est ensuite réparti entre les différentes catégories de consommateurs selon une stratégie de gestion des risques quantifiables (consommation, thermosensibilité, portefeuille et capacité)¹⁸ fondée sur l'analyse des *values-at-risk*. En pratique, un niveau de couverture des risques, qui reflète la disparité des niveaux de risques entre les différents types de consommateurs¹⁹, fondé sur un certain quantile est affecté à la brique de rémunération normale de chaque sous-profil.

Dans ses précédentes délibérations, la CRE a pris comme hypothèse que chacun des risques quantifiables devait être couvert dans 95 % des cas, c'est-à-dire que dans 95 % des scénarios de réalisation de chaque risque, les surcoûts associés à ce risque sont inférieurs au montant intégré à la marge, le fournisseur dupliquant les TRVE réalisant alors un profit. Selon cette méthode, la CRE ne prend pas en compte le foisonnement des risques pour un même sous-profil, entre les deux sous-profil d'un même profil ni au sein d'un portefeuille de clients. La méthodologie de la CRE correspond donc à une stratégie de couverture des risques très prudente. De ce fait, la CRE avait indiqué dans sa consultation publique N° 2020-016 du 7 octobre 2020 sur la prise en compte du profilage dynamique, que l'évolution de l'un, ou de plusieurs des risques quantifiables, n'entraînait pas nécessairement de réévaluation du niveau de la rémunération normale.

¹⁸ Cf Annexe A

¹⁹ Ces disparités étant essentiellement dues à une sensibilité différente à la température.



La forte volatilité et la hausse très forte des prix de marché (spot et futures) observées ces derniers mois, et plus particulièrement sur le mois de décembre 2021, ont toutefois des conséquences sur le niveau de risque supporté par les fournisseurs. Elles entraîneraient une forte hausse de la marge incluse dans les TRVE si la CRE conservait les hypothèses retenues dans ses dernières délibérations.

Du fait du contexte inédit de crise des prix de l'énergie qui entraîne une forte hausse du niveau des TRVE proposé dans la présente délibération, la CRE maintient la rémunération normale à son niveau actuel de 3,74 €/MWh afin de contribuer à garantir un niveau élevé de protection des consommateurs, tout en concourant au bon fonctionnement des marchés.

Ce niveau de couverture des risques, s'il est inférieur à celui permis par les précédentes propositions de TRVE de la CRE, demeure supérieur à l'espérance du coût des risques : la présente proposition de la CRE assure donc que les TRVE couvrent toujours en moyenne les coûts des fournisseurs. En termes de gestion des risques, la marge retenue correspond à une couverture des risques quantifiables de l'ordre de 60 %.

En termes de structure, la CRE calcule la composante de marge intégrée à chaque sous-profil de consommation comme la somme des risques quantifiables pour 2022 et intégrant un quantile à 95 % recalée par homothétie pour obtenir un niveau de marge moyen de 3,74 €/MWh. Le détail du calcul figure dans le tableau suivant.

Tableau 1 : Marge commerciale moyenne des tarifs bleus

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

RATTRAPAGES

1.9 Solde des montants à rattraper au titre de 2019 et 2020

La composante de rattrapage incluse dans les TRVE actuellement en vigueur s'élève à 3,33 €/MWh. Elle a permis de compenser EDF des montants non couverts par les TRVE pour l'année 2019 (rattrapage en 2 ans en 2020 et 2021) et pour l'année 2020 (rattrapage en 1 an en 2021). Ces rattrapages sont désormais achevés.

1.10 Rattrapage au titre de 2021

S'agissant de l'année 2021, la CRE constate que les TRVE ont surcouvert de 18 millions d'euros les coûts d'EDF. Cette surcouverture est due à une consommation des clients du portefeuille plus forte qu'estimée. La CRE intègre une composante de rattrapage négative de - 0,18 €/MWh HT pour rendre aux consommateurs le trop-perçu sur 2021.

La CRE porte la brique de rattrapage du TRVE à - 0,18 €/MWh HT, au titre des écarts des coûts commerciaux et du mois de janvier pour l'année 2021. Cela correspond à une baisse de 3,51 €/MWh HT par rapport aux TRVE en vigueur soit une baisse de 2,7 % HT et un impact de - 2,2 % sur le TRVE TTC.

BAREMES 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 propose de continuer à appliquer dans les barèmes tarifaires le ratio de 7 à la seule option Tempo bleu résidentiel de manière cohérente avec ses précédentes propositions tarifaires.

La CRE propose également de faire évoluer les termes de facturation des dépassements de puissance et d'énergie réactive pour les TRVE jaunes et verts de métropole continentale.

* * *

S'agissant des options Tempo, la CRE constate que la tarification par empilement à la maille du sous-profil devrait conduire à un niveau des heures pleines bleues inférieur aux heures creuses bleues. Ce qui inciterait donc les consommateurs à déplacer leurs consommations des heures creuses vers les heures pleines et nuirait à l'efficacité du signal tarifaire.

Cet effet s'explique d'une part par la forte hausse du complément d'approvisionnement en énergie consécutive à l'écrêtement de l'ARENH qui impacte davantage les heures creuses que les heures pleines car les premières bénéficient de plus d'ARENH et, d'autre part, par les niveaux de prix des heures pleines d'hiver qui sont les heures pendant lesquelles les consommateurs Tempo valorisent leur effacement (un effacement en heures pleines a donc plus de valeur qu'un effacement en heures creuses).

En conséquence, et en application de l'article R.337-20-1 du code de l'énergie, la CRE propose de construire l'option Tempo pour chaque catégorie de consommateurs en conservant la structure de la part énergie hors capacité donnée par l'estimation du coût d'approvisionnement pour 2021 et en la recalant sur le niveau du coût d'approvisionnement pour 2022. Cette modification n'a donc pas d'effet sur le niveau moyen des options mais simplement sur les niveaux de prix relatifs des postes horosaisonniers.

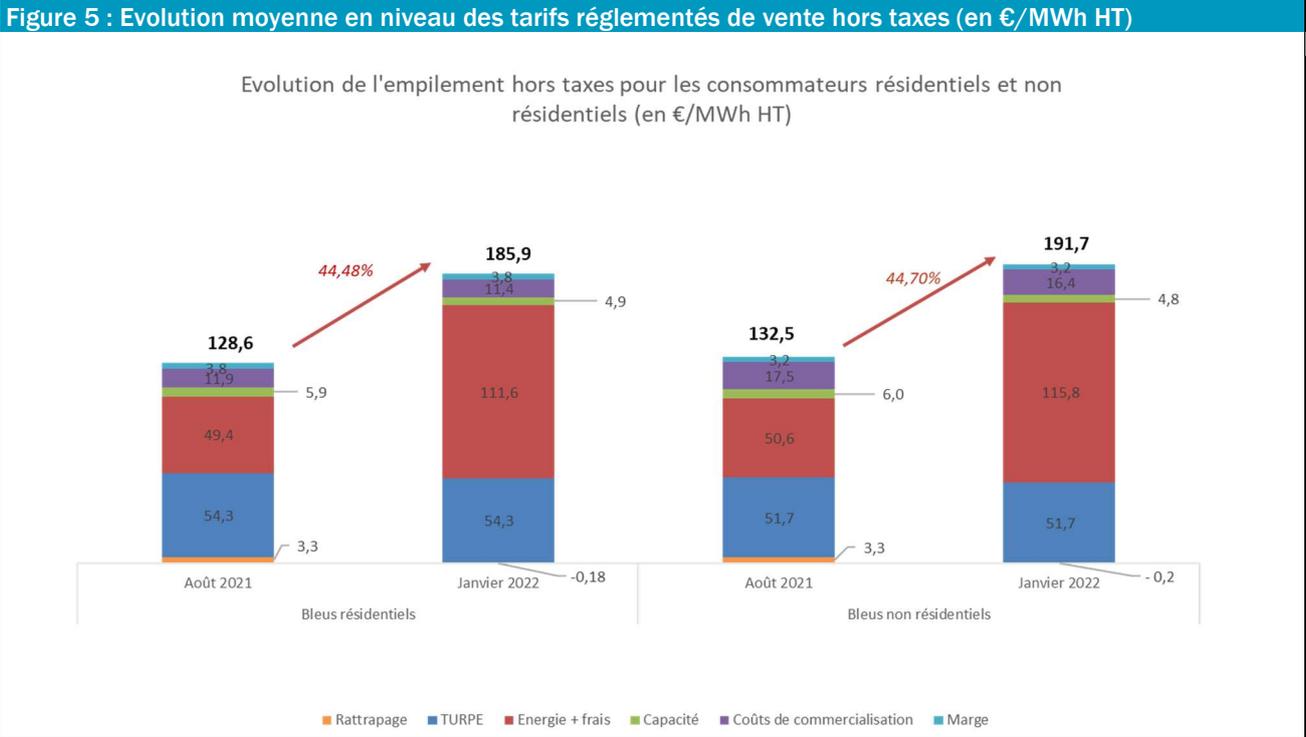
COUVERTURE DES COÛTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF

Dans sa décision n° 386078 du 15 juin 2016, le Conseil d'État indique que les tarifs réglementés de vente d'électricité, au titre de la période allant du 1^{er} novembre 2014 au 31 juillet 2015, doivent couvrir, en application du cadre juridique alors en vigueur, les « *coûts comptables complets de la fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés par les fournisseurs historiques, incluant les frais financiers ; qu'en revanche, ces tarifs n'ont pas à garantir un niveau quelconque de rémunération des capitaux propres engagés* ».

Le présent mouvement tarifaire permet la couverture de cette référence de coûts, c'est-à-dire de l'ensemble des coûts comptables de l'activité de fourniture y compris les frais financiers, mais hors rémunération des capitaux propres. La CRE mettra à jour cette analyse sur le fondement des nouveaux éléments de coûts qui seront transmis par EDF en vue du mouvement tarifaire de cet été.

SYNTHESE DU MOUVEMENT

Le graphique ci-dessous présente la décomposition des TRVE et leur évolution moyenne, en niveau, évaluées selon les données portant sur le nombre de sites et les volumes de consommation à température normale des clients au TRVE chez EDF au 31 décembre 2020 telles que présentées à la partie 0.



Les évolutions par option tarifaire sont détaillées dans les graphiques ci-après.

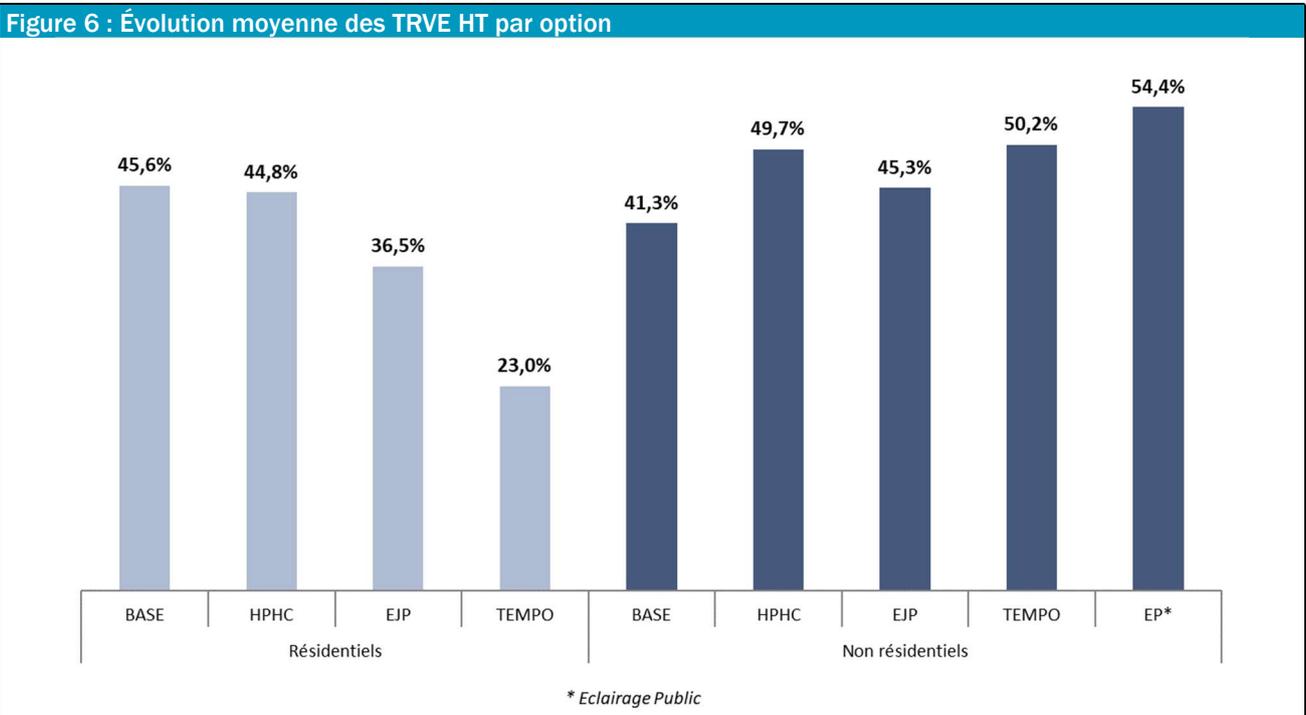


Figure 7 : Évolution de l'empilement du TRVE en €/MWh HT pour les clients résidentiels

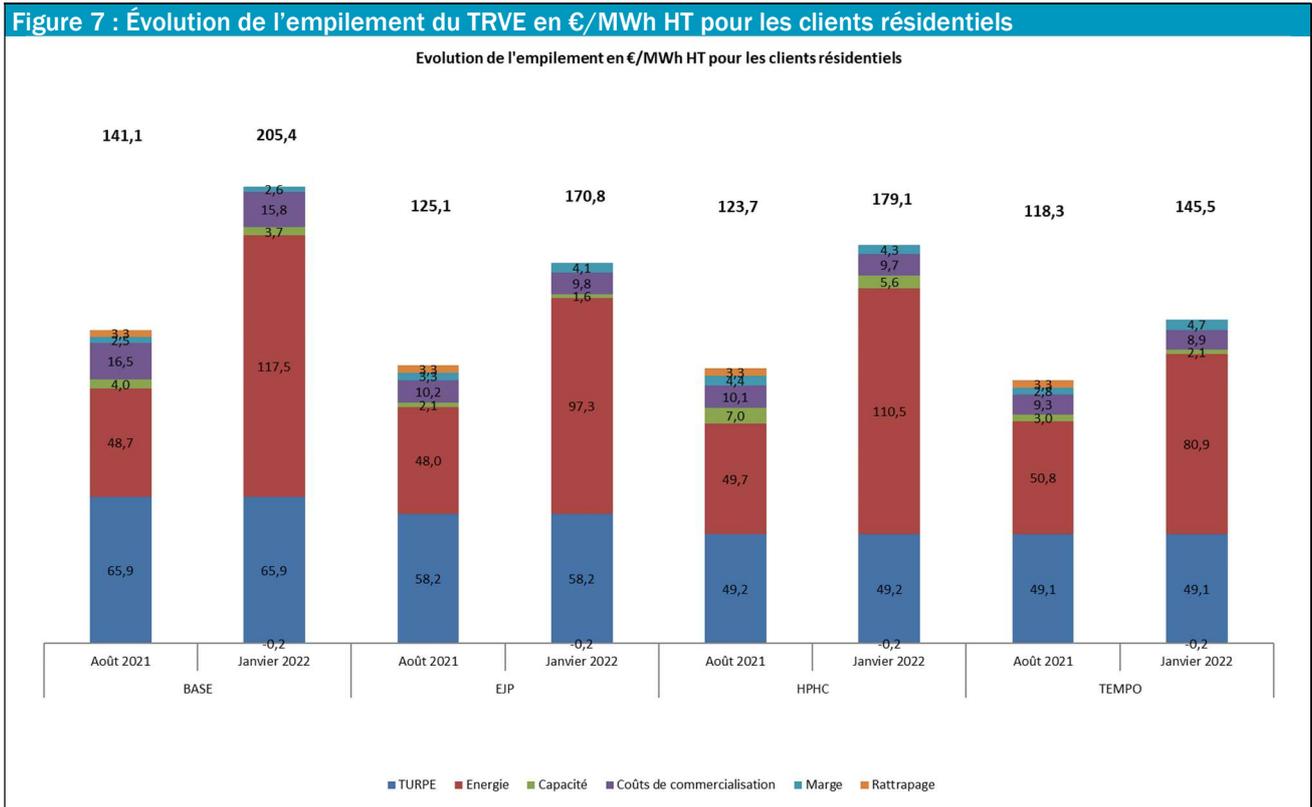
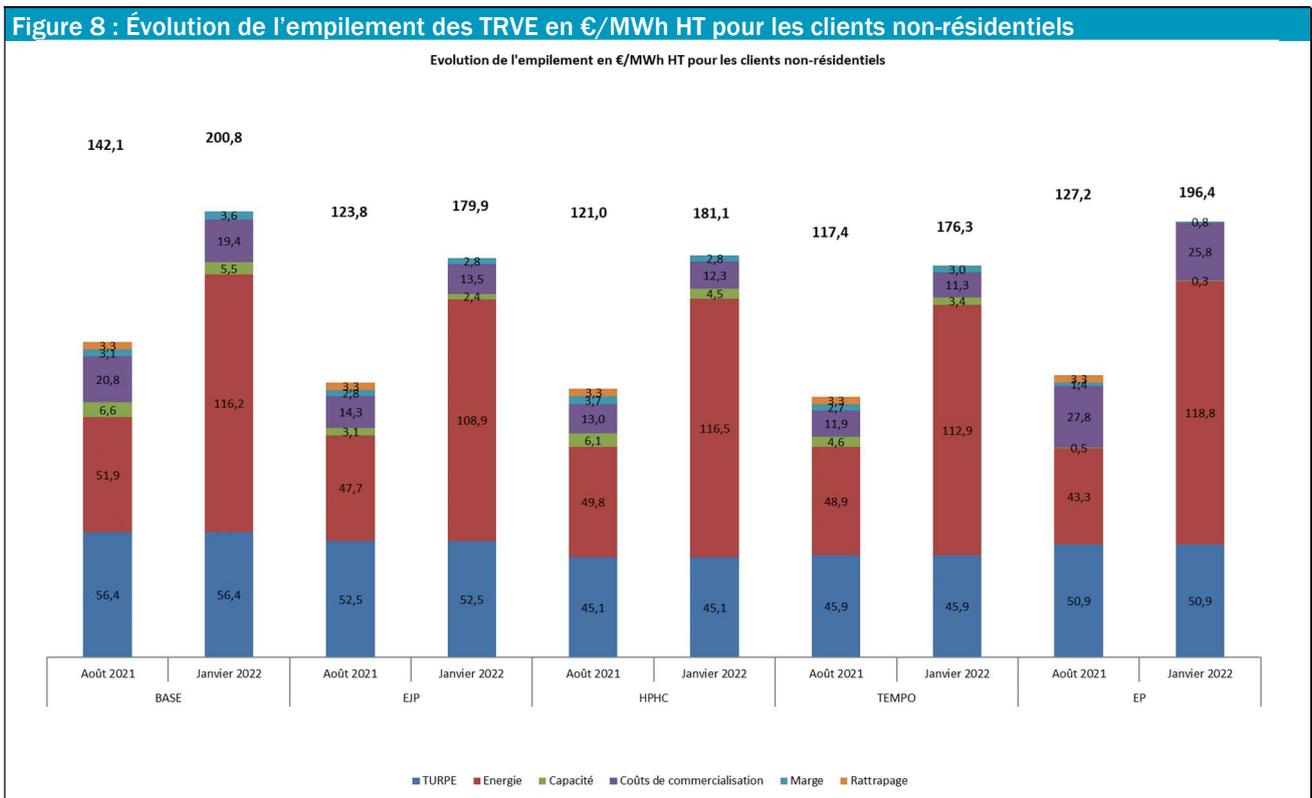


Figure 8 : Évolution de l'empilement des TRVE en €/MWh HT pour les clients non-résidentiels

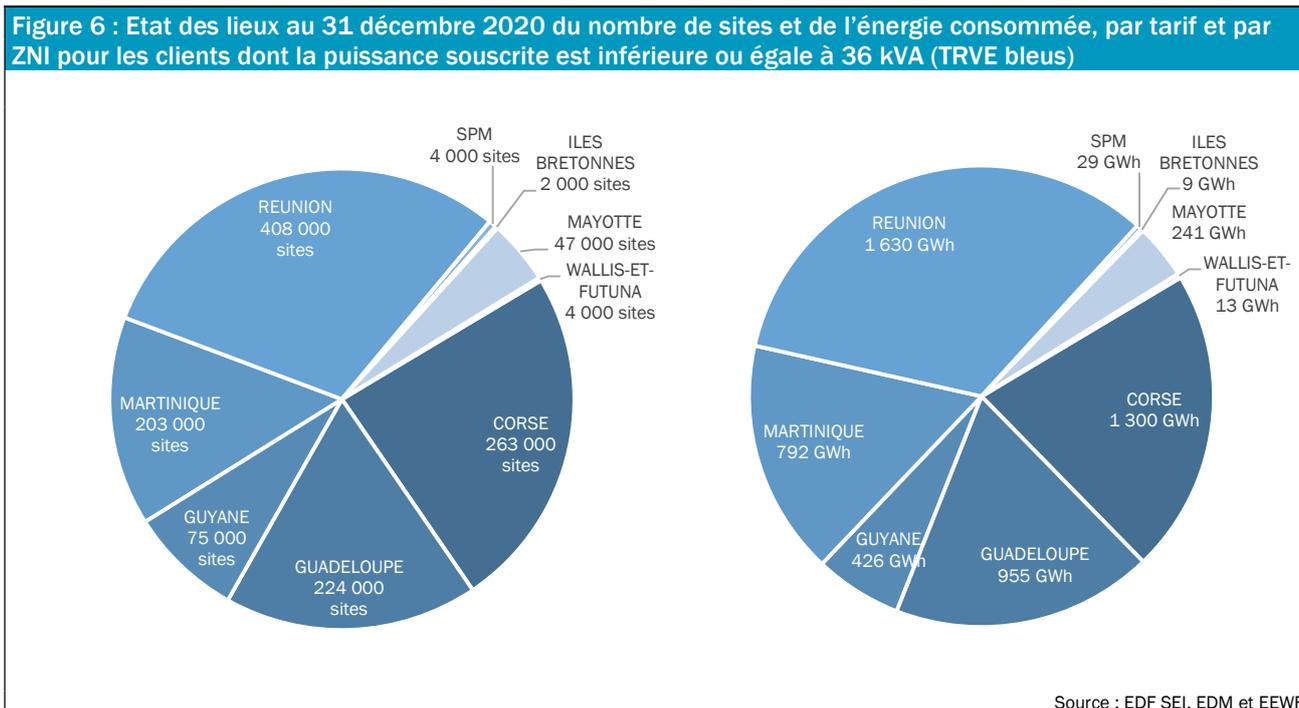


PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN ZNI

La CRE a pour mission de proposer les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) dans les territoires suivants : Corse²⁰, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint-Pierre et Miquelon (SPM) et Wallis-et-Futuna.

LES TARIFS REGLEMENTES POUR LES CONSOMMATEURS RACCORDES EN BASSE TENSION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFÉRIEURE OU ÉGALE À 36 KVA SONT MAINTENUS IDENTIQUES À CEUX DE METROPOLE CONTINENTALE

Les consommateurs raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA représentent 5,4 TWh soit 1 230 000 sites au 31 décembre 2020 qui se décomposent comme suit :



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 :

- + 44,5 % HT soit + 57,22 €/MWh HT ou + 20,0 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels après baisse de la TICFE à son taux minimal de 1 €/MWh ;
- + 44,7 % HT soit + 59,22 €/MWh HT ou + 20,9 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels après baisse de la TICFE à son taux minimal de 1 €/MWh ;

EVOLUTIONS DES TRVE POUR LES CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPERIEURE A 36 KVA OU RACCORDES EN HAUTE TENSION

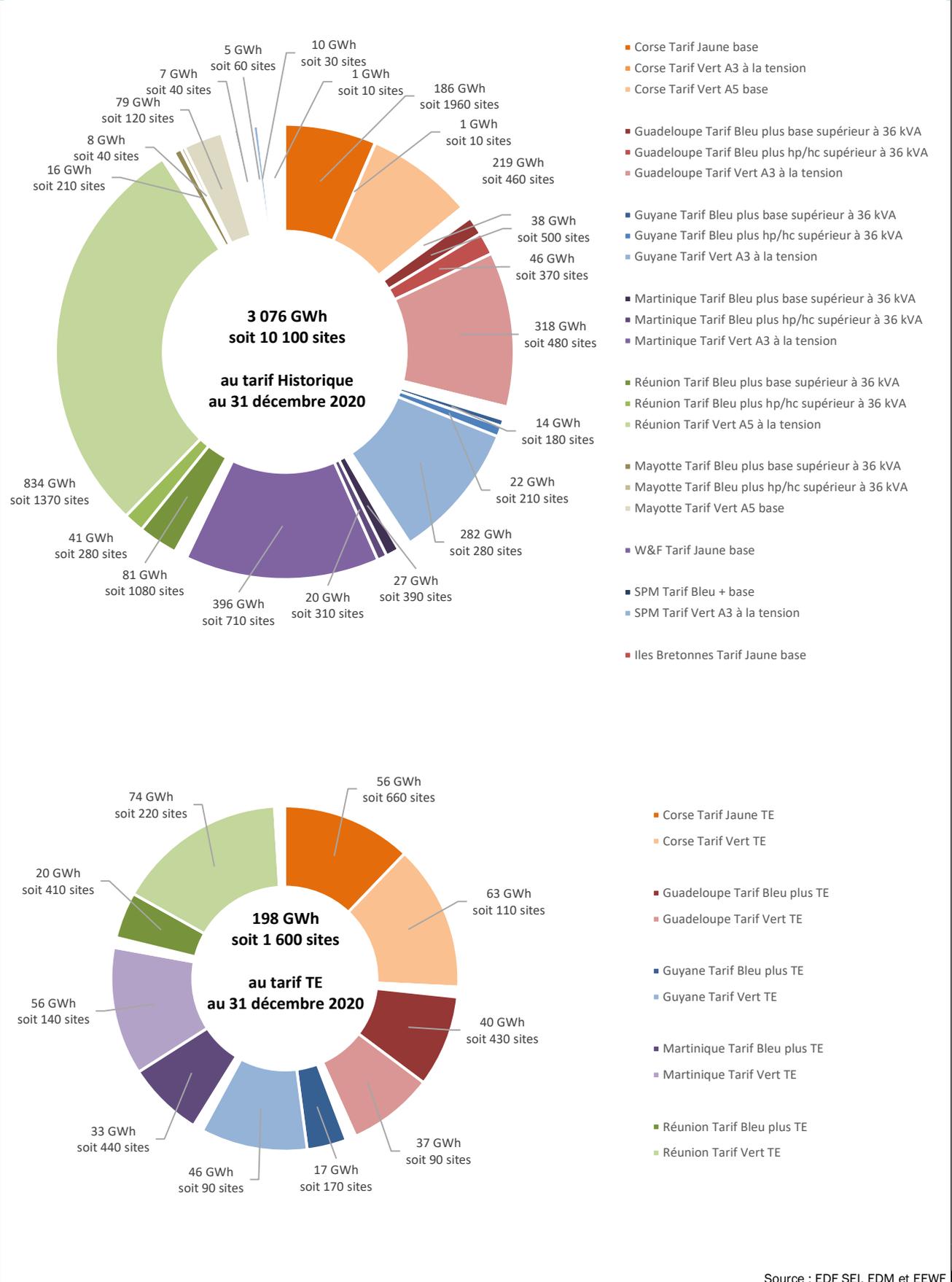
1.11 Etat des lieux

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

Ces consommateurs représentent un total de 3,3 TWh pour 12 000 sites au 31 décembre 2020.

²⁰ 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.

Figure 7 : Etat des lieux au 31 décembre 2020 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



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

La méthodologie de construction des TRVE dans les ZNI est rappelée en annexe A.

La CRE estime que le coût de l'approvisionnement à l'ARENH et du complément d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité évolue :

- de 66,9 €/MWh HT soit 64,2 % des TRVE HT pour les consommateurs aux tarifs jaunes et bleus+ ;
- de 66,6 €/MWh HT soit 84,2 % des TRVE HT pour les consommateurs aux tarifs verts.

Conformément à sa méthodologie, la CRE fait évoluer la composante de coûts de commercialisation à l'inflation²¹.

La composante « acheminement » correspond à l'application des barèmes du TURPE définis dans la délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT et appliqués aux profils de consommation considérés. La CRE propose de ne pas faire évoluer cette composante de coûts dans la présente délibération.

A l'instar des TRVE en métropole, la CRE propose pour ce mouvement tarifaire de maintenir inchangé le niveau de rémunération normale, en €/MWh, retenu pour le présent calcul.

Enfin, la CRE propose de porter la composante de rattrapage à 0,2 €/MWh afin de tenir compte du décalage entre l'évolution des coûts, au 1^{er} janvier 2021 et l'évolution des TRVE, au 1^{er} février seulement.

La CRE propose ainsi de faire évoluer le niveau des TRVE comme suit :

- **+ 62,8 % HT** pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- **+ 82,4 % HT** pour les consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

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

REMANENCE 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 dans leurs tarifs de vente d'électricité hors taxes le montant de l'octroi de mer²². Ce montant est appelé la rémanence d'octroi de mer (ROM).

Dans la délibération du 8 juillet 2021, la CRE a mis en place d'une nouvelle méthode de calcul de la ROM. Le niveau de cette dernière évolue désormais chaque semestre, concomitamment aux propositions des TRVE de la CRE, afin de limiter les variations de rémanence, au bénéfice des consommateurs.

Les montants d'octroi de mer à recouvrer à partir de février 2022, sur les territoires d'EDF SEI, sont en légère hausse à cause de l'augmentation du prix des matières premières.

A ces montants viennent s'ajouter des refacturations d'octroi de mer résiduel de producteurs tiers portant sur la période entre 2015 et 2021. Ces montants n'ayant pas été compensés par les douanes, ils sont rétroactivement inclus dans la rémanence comme l'autorise le rescrit des douanes présenté par le producteur Albioma à EDF SEI en août 2020. Ces montants étant importants, la CRE lisse sur 2 ans leur prise en compte dans les rémanences d'octroi de mer.

Enfin, la rémanence au 1^{er} février intègre le premier pas de compensation du lissage sur 1 an lié au changement de méthode de calcul de la rémanence qui avait été décidé dans la délibération du 8 juillet 2021.

L'évolution moyenne TTC des TRVE Bleus au 1^{er} février 2022, imputable à la rémanence d'octroi de mer seule est synthétisée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 2 : Evolution moyenne du TRVE Bleu au 1^{er} août 2021 liée à la rémanence d'octroi de mer				
	Guadeloupe	Martinique	Réunion	Guyane
Impact de la rémanence sur le TRVE Bleu (%TTC)	- 0,4 %	0,0 %	0,4 %	-

²¹ Le taux d'inflation pris en compte ici correspond à l'indice des prix à la consommation – Base 2015 – Ensemble des ménages - France – Ensemble hors tabac Identifiant 001763852 publié par l'INSEE, à savoir + 1,43 % entre 2020 et 2021.

²² Cf. Annexe A



18 janvier 2022

Le changement de méthode de calcul de la rémanence est également appliqué par EDM à Mayotte à partir de la présente proposition tarifaire.

DECISION DE LA CRE

La CRE propose les barèmes de prix, figurant en annexe B de la présente délibération, applicables respectivement aux clients résidentiels en métropole continentale, aux clients non résidentiels éligibles en métropole continentale, aux clients aux tarifs jaunes et verts de métropole continentale qui y demeurent éligibles et à l'ensemble des clients dans les ZNI. La CRE recommande que ces barèmes fassent chacun l'objet d'un arrêté spécifique.

Le mouvement tarifaire, objet de la présente proposition tarifaire, a vocation à s'appliquer au plus tôt et le premier jour d'un mois calendaire.

Cette délibération sera transmise à la ministre de la transition écologique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la relance. Elle sera publiée sur le site de la CRE.

Délibéré à Paris, le 18 janvier 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO