



DELIBERATION N° 2021-226

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 8 juillet 2021 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

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

L'article R. 337-22 du code de l'énergie prévoit que toute évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité doit donner lieu à une modification des TRVE en vigueur pour prendre en compte cette évolution. Dans sa décision du 21 janvier 2021¹, la CRE a défini un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) dans les domaines de tension HTA et BT qui entrera en application à compter du 1^{er} août 2021.

La présente délibération propose les évolutions hors taxes des TRVE. Les évolutions en % TTC sont précisées à titre indicatif sur le fondement des taxes et des contributions envisagées au 1^{er} août 2021.

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

La CRE propose une évolution du niveau moyen des TRVE de +1,05 % HT (soit 1,34 €/MWh ou 0,47 % TTC) et qui se décompose en :

- + 1,08 % HT soit + 1,37 €/MWh ou + 0,48 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 0,84 % HT soit + 1,10 €/MWh ou + 0,38 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette évolution est la conséquence :

- de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2021 (soit + 0,33 % sur les TRVE TTC) ;
- de la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0,07 % sur les TRVE TTC) ;
- de la remise à jour de la composante de rattrapage des montants non couverts en 2019 pour achever de le solder en deux ans comme la CRE l'avait annoncé (soit + 0,21 % sur le TRVE TTC).

¹ Délibération n° 2021-013 du 21 janvier 2021 portant décision portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT).

La CRE propose par ailleurs de maintenir inchangées les autres briques de coûts de l'empilement tarifaire qui ont été revues au 1^{er} février dernier et qui seront réévaluées dans la proposition de la CRE en début d'année 2022.

Concernant l'évaluation de la méthodologie de calcul de la composante de coût d'acheminement.

La CRE a affiné la méthodologie de calcul de cette composante de coût afin de se rapprocher des pratiques les plus efficaces des fournisseurs sur le marché. Lors du déploiement des compteurs Linky, les fournisseurs acquièrent la possibilité de souscrire pour chacun de leur client en contrat unique une option tarifaire d'acheminement supplémentaire, l'option à 4 postes du TURPE. Cette souscription est généralement réalisée en sortie de la période de saison haute, fin mars. La CRE réalisait initialement cette optimisation au 31 décembre de l'année précédente. La CRE prend désormais en compte cet effet qui entraîne une baisse des TRVE de - 0,14 % TTC. Sans cette évolution, la hausse de la composante de coût d'acheminement aurait été de 0,47% au lieu de 0,33% sur le TRVE TTC.

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.

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.

Le mouvement tarifaire proposé consiste en une évolution du niveau moyen des TRVE de :

- + 1,08 % HT soit + 1,37 €/MWh ou + 0,48 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 0,84 % HT soit + 1,10 €/MWh ou + 0,38 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.
- + 0,4 % 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) ;
- + 0,2 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

La CRE a poursuivi durant le premier semestre 2021 ses travaux d'analyse sur les impacts des changements en structure des TRVE bleus +, jaunes et verts introduits avec l'option « transition énergétique » (TE), et notamment celui des variations de facture pour chaque consommateur qui résulteraient au passage à l'option TE.

La CRE a également étudié l'incidence sur l'option TE des évolutions des parcs de production prévus par les projets de PPE de chaque territoire à l'horizon 2028. Ces projets sont sensiblement différents de ceux envisagés en 2017 lors de l'élaboration des options TE. Cette étude a mis en lumière l'intérêt d'une révision de l'option TE afin que le signal tarifaire renvoyé soit plus en adéquation avec les coûts de production anticipés à moyen terme.

Avant de se prononcer sur l'orientation à donner aux évolutions des options tarifaires dans les ZNI, la CRE mènera dans les prochains mois une analyse des coûts et des bénéfices d'un remplacement complet de l'option historique préalablement en vigueur par la nouvelle option TE, notamment en termes de diminution de la consommation (et par suite des charges de service public de l'énergie associées) et de réduction des émissions de CO2.

La CRE avait annoncé dans la délibération du 14 janvier 2021 qu'elle communiquerait son analyse sur la diminution de l'attractivité relative de l'option « heures pleines / heures creuses » dans sa prochaine proposition tarifaire. Ces analyses sont toujours en cours et se poursuivront lors du second semestre.

La CRE avait lancé le 7 octobre 2020 une consultation publique² auprès des acteurs sur deux évolutions de méthodologie de construction des TRVE : la prise en compte du profilage dynamique dans la construction des TRVE et la prise en compte ex ante des écarts structurels pouvant exister entre la date d'application des TRVE et l'évolution des coûts sous-jacents.

La CRE a reçu des contributions détaillées sur ces sujets techniques et a poursuivi ses analyses durant le premier semestre de 2021.

² 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

La CRE appliquera la méthodologie décrite dans la consultation publique du 7 octobre 2020³ pour calculer le coût d’approvisionnement « déterministe » en énergie et en garanties de capacité sur le fondement des profils dynamiques dès le mouvement de janvier 2022.

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.

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s’appliquer concomitamment avec l’évolution du TURPE le 1^{er} août 2021.

Le projet d’arrêté relatif aux taux de la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d’électricité et de gaz naturel, dont la CRE a été saisie le 24 juin 2021, prévoit une évolution du taux de CTA applicable à partir du 1^{er} août 2021.

Dans la délibération du 1^{er} juillet 2021⁴, la CRE a rendu un avis favorable sur ce projet d’arrêté.

Les évolutions TTC mentionnées dans la présente délibération intègrent le niveau du taux de CTA tel qu’envisagé dans le projet d’arrêté, à savoir 21,93% (actuellement 27,04%).

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.

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 1er juillet 2021 portant avis sur le projet d’arrêté relatif aux taux de la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d’électricité et de gaz naturel

SOMMAIRE

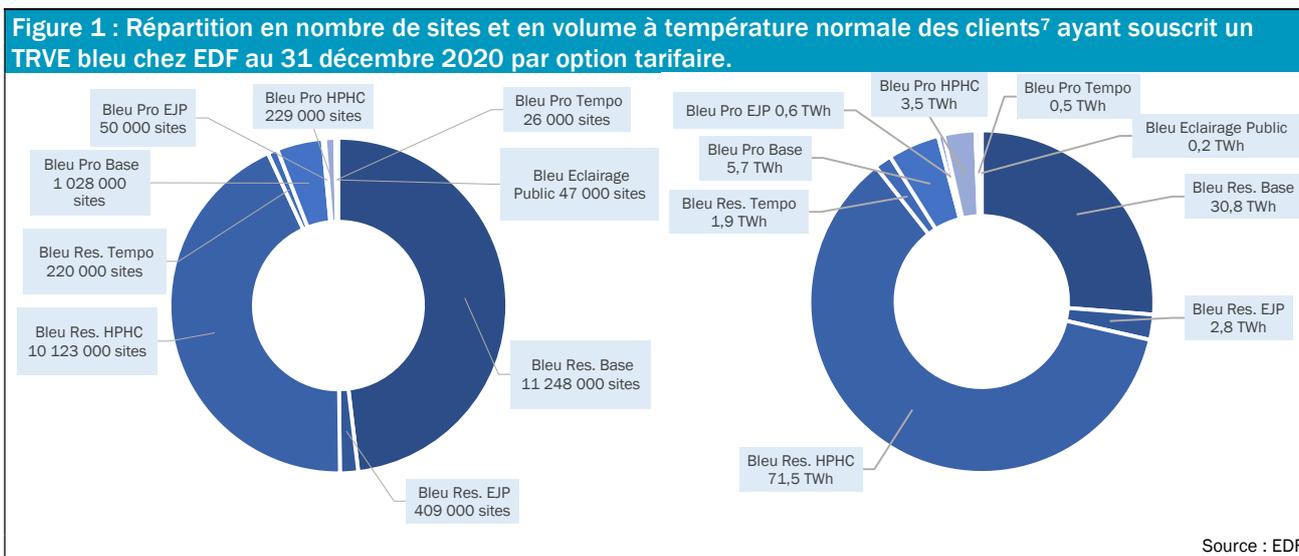
| | |
|--|-----------|
| PARTIE 1 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE | 5 |
| 1. PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE..... | 5 |
| 2. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT | 5 |
| 3. CALCUL DE L'EVOLUTION DE L'EMPILEMENT | 6 |
| COUTS D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET EN GARANTIE DE CAPACITE | 6 |
| COUTS D'ACHEMINEMENT (TURPE)..... | 6 |
| COUTS DE COMMERCIALISATION..... | 7 |
| REMUNERATION NORMALE DE L'ACTIVITE DE FOURNITURE..... | 9 |
| 4. RATTRAPAGES | 9 |
| 5. BAREMES TARIFAIRES | 9 |
| 6. COUVERTURE DES COUTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF..... | 9 |
| 7. SYNTHESE DU MOUVEMENT | 10 |
| PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN ZNI | 13 |
| 1. 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 | 13 |
| 2. EVOLUTIONS DES TRVE POUR LES CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPERIEURE A 36 KVA OU RACCORDES EN HAUTE TENSION | 13 |
| ETAT DES LIEUX..... | 13 |
| EVOLUTION EN NIVEAU : L'ENSEMBLE DES TARIFS RESPECTE LE PRINCIPE DE PEREQUATION TARIFAIRE..... | 15 |
| 3. REMANENCE D'OCTROI DE MER | 15 |
| DECISION DE LA CRE | 17 |

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

1. 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 éligibles raccordés en basse tension et de puissance inférieure ou égale à 36 kVA, comprennent respectivement 4 et 5 options tarifaires. Au 31 mars 2021⁵, les TRVE représentent 22,5 millions de sites résidentiels (soit 67,0 % des sites) pour une consommation annualisée estimée à 108,9 TWh, et 1,5 million de sites « petits professionnels »⁶ (soit 30,2 % des sites), pour une consommation annualisée estimée à 11,7 TWh.

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 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 « atypiques⁸ » ou « exotiques⁹ » pour certains clients.

2. 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.

⁵ Cf. Observatoire des marchés de détail du 1^{er} trimestre 2021 de la CRE

⁶ Ce nombre tient compte de la perte de l'éligibilité aux TRVE pour certains de ces sites depuis le 1^{er} janvier 2021.

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.

3. CALCUL DE L'EVOLUTION DE L'EMPILEMENT

La méthodologie de calcul de l'empilement est détaillée dans l'annexe A. Cette section explicite les évolutions des différentes briques de coûts issues de l'application de cette méthodologie depuis la dernière proposition tarifaire de la CRE ainsi que leurs impacts sur le niveau du 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 pour les clients résidentiels et hors clients non éligibles pour les clients non résidentiels. Elles 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.

Coûts d'approvisionnement en énergie et en garantie de capacité

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 14 janvier 2021.

Conformément à la méthodologie de construction des TRVE appliquée dans les précédentes propositions tarifaires de la CRE et rappelée dans l'annexe A, ces coûts ont vocation à évoluer une fois par an en début d'année. Par conséquent, ces composantes sont maintenues sans changement en niveau et en structure dans la présente proposition tarifaire par rapport à la délibération du 14 janvier 2021.

Coûts d'acheminement (TURPE)

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) applicables au 1^{er} août 2021 prévus 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.

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.

La CRE prend en compte pour le calcul du TURPE « optimisé » la possibilité de souscrire à cette nouvelle option 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 est disponible sur au moins 12 mois. Ces clients représentent une part de 55 % du portefeuille de clients aux TRVE d'EDF au 31 décembre 2020 (contre 38 % au 31 décembre 2019, hypothèse retenue dans la délibération du 2 juillet 2020).

Pour chacun de leurs clients, les fournisseurs ne peuvent changer d'option du TURPE qu'une seule fois par an. Les fournisseurs ont un intérêt économique à réaliser le choix des options du TURPE pour leurs clients en sortie de la saison haute, c'est-à-dire au 31 mars, tout particulièrement pour leurs nouveaux clients éligibles à l'option à quatre plages temporelles du TURPE. Jusqu'à présent dans le cadre de la construction des TRVE, le calcul de la composante d'acheminement est réalisé pour le portefeuille des clients TRVE au 31 décembre de l'année précédente¹⁰. Or le nombre de clients éligibles à l'option à quatre plages temporelles du TURPE étant plus important au 31 mars. La CRE tient désormais compte de cet effet en extrapolant les résultats obtenus sur le portefeuille au 31 décembre 2020 avec le taux de clients éligibles au 31 mars (soit 61 %)¹¹.

En conclusion, afin de tenir compte de l'évolution du TURPE au 1^{er} août 2021, la CRE propose, dans la présente délibération, une évolution de la composante de coûts relative à l'acheminement égale à 2,11 % HT en moyenne pour les clients BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36kVA (soit un impact de +0,33 % sur le TRVE TTC). Cette hausse se décompose comme suit :

- + 2,34 % HT qui correspond à la hausse moyenne du TURPE distribution (soit +0,41 % sur le TRVE TTC) ;

¹⁰ Base de données détaillée la plus récente disponible

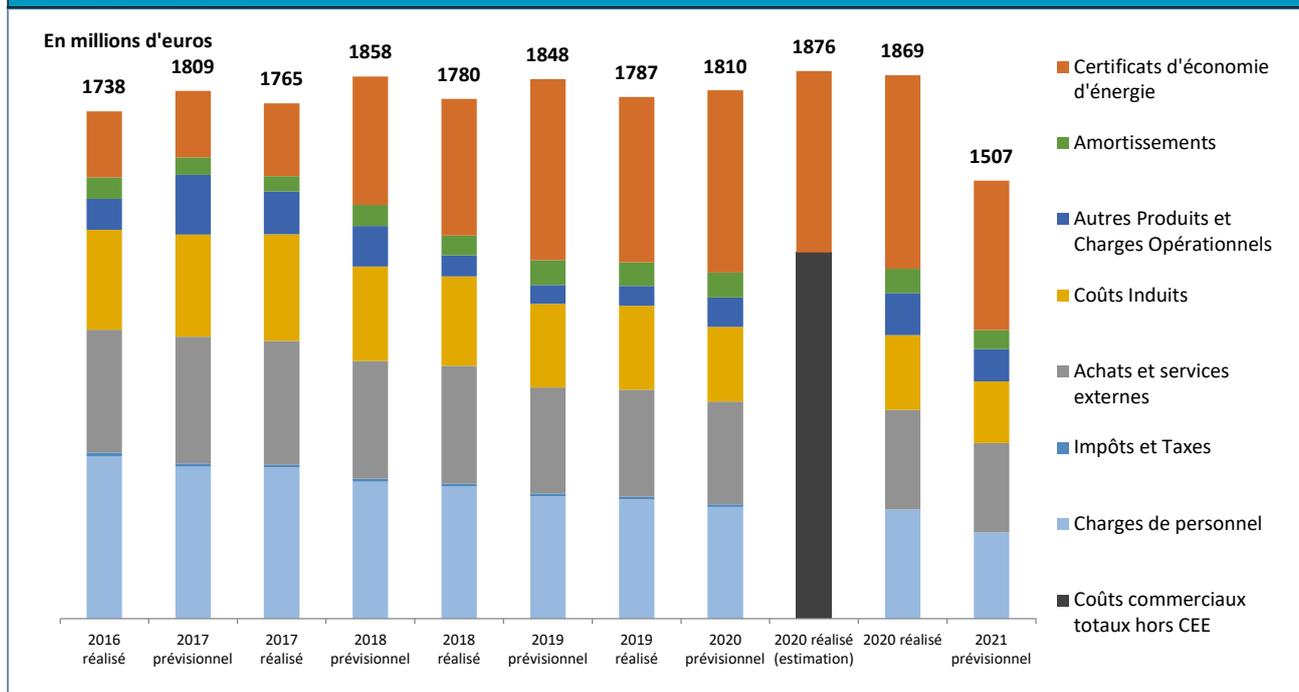
¹¹ Le calcul réalisé ici est une estimation, qui ne prend notamment pas en compte les optimisations qui seront réalisées par les fournisseurs sur la période du 31 mars 2021 au 31 juillet 2022, en raison de l'incertitude trop importante sur le calcul.

- + 0,18 % HT due à l'évolution du terme Rf conformément à la délibération¹² de la CRE du 3 juin 2021. Ce terme représente le montant moyen de la contrepartie financière versée aux fournisseurs par les gestionnaires de réseau de distribution au titre de la gestion de ces utilisateurs (soit +0,06 % sur le TRVE TTC) ;
- - 0,41 % HT due à la prise en compte de l'optimisation en sortie d'hiver des clients éligibles à l'option à quatre plages temporelles du TURPE (soit -0,14 % sur le TRVE TTC).

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 2 : Evolution des coûts de commercialisation et d'acquisition de CEE déclarés par EDF au périmètre TRVE entre 2016 et 2021



Comparaison entre les coûts de commercialisation réalisés estimés et définitifs pour l'exercice 2020

Le montant définitif des coûts commerciaux réalisés d'EDF en 2020 au périmètre des TRVE s'élève à 1 869 M€. La faible différence (baisse de 7 M€) entre ce montant et l'estimation communiquée en décembre 2020, pris en compte dans la proposition du 14 janvier 2021, est imputable majoritairement à deux effets :

- les charges d'irrecouvrables liées aux effets de la crise sanitaire de la Covid-19 sont plus faibles qu'anticipé. Les hypothèses initialement retenues de défaillance d'entreprises et d'impacts réglementaires défavorables au recouvrement des impayés ne se sont finalement pas entièrement concrétisées ;
- le montant définitif pour les coûts d'acquisition des CEE réalisés en 2020 est supérieur à l'estimation de décembre.

Coûts de commercialisation prévisionnels pour 2021

Dans sa proposition du 14 janvier 2021, la CRE a intégré aux TRVE les coûts de commercialisation prévisionnels pour 2021 d'EDF incluant les coûts d'acquisition des CEE, mais en ne retenant que 50% de l'évolution liée aux impayés compte tenu des incertitudes pesant sur ces prévisions.

¹² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juin 2021 portant décision sur le solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) au 1er janvier 2021 du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT et sur l'évolution du terme Rf au 1er août 2021



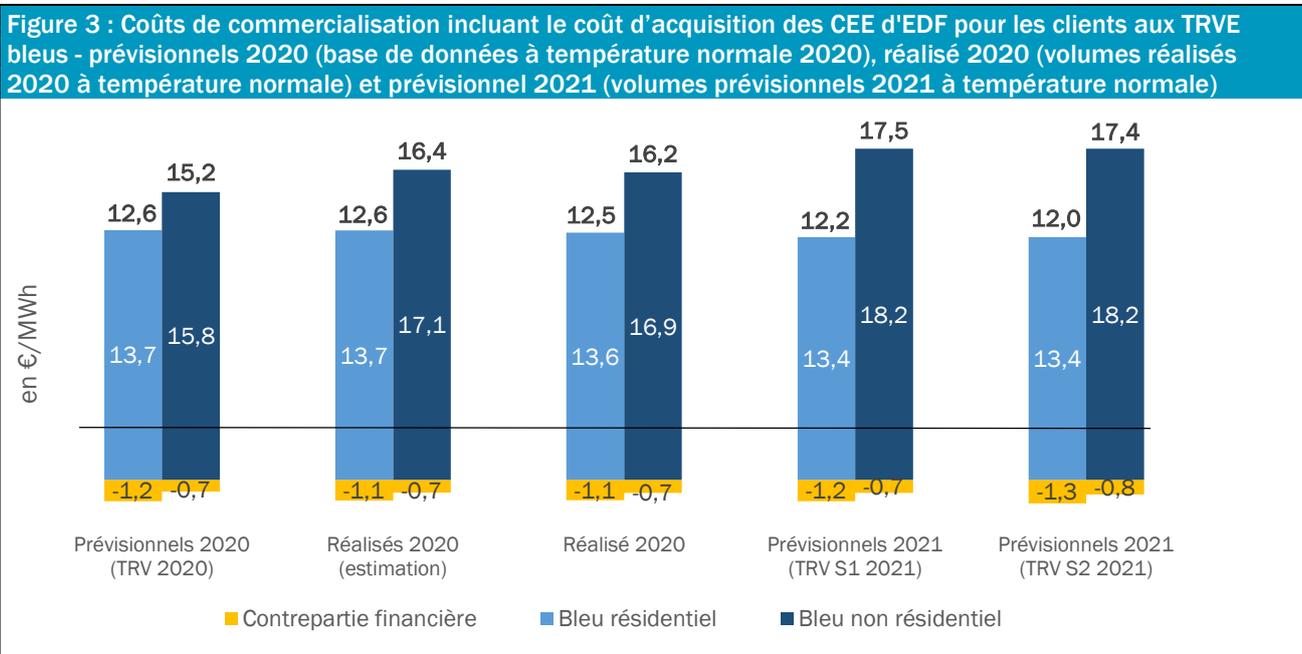
Les éléments transmis par EDF dans le cadre des travaux préparatoires à la présente délibération ne remettent pas en cause la prévision faite par EDF en janvier dernier. Toutefois, des incertitudes fortes demeurent sur les charges d'irrécouvrables sur le deuxième semestre de 2021, en particulier sur le segment des clients professionnels. Dès lors, le montant des coûts commerciaux intégrés aux TRVE pour la présente proposition tarifaire est maintenu inchangé. Comme indiqué dans la précédente proposition, conformément à la méthodologie et au principe de couverture des coûts, les coûts liés aux impayés qui seront effectivement constatés par EDF en 2021 seront intégrés à la composante de rattrapage lors du mouvement tarifaire de début 2022.

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 « Effet des contreparties financières » dans le graphique ci-dessous. Conformément à la délibération de la CRE n° 2021-157 du 3 juin 2021¹³, la contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération augmente à partir du 1^{er} août 2021 et s'élève à 6,26 € par an et par client raccordé en BT ≤ 36 kVA (elle était de 5,65 € par an et par client jusqu'au 31 juillet 2021)¹⁴, ce qui occasionne une baisse du TRVE de 0,07 % TTC.

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



*

Dans la délibération du 14 janvier 2021, la CRE s'interrogeait sur la pertinence économique d'une mutualisation des coûts commerciaux résidentiels et non résidentiels dans un contexte marqué par la fin des TRVE pour la moitié des professionnels au tarif bleu (seuls les plus petits consommateurs professionnels restent éligibles) et par le très faible écart des niveaux moyens des TRVE applicables aux clients résidentiels et professionnels.

La CRE estime qu'une mutualisation à court terme des coûts de commercialisation, voire une mutualisation de ces deux catégories de tarifs, n'est pas souhaitable. En effet, une mise en commun des coûts introduirait des subventions croisées entre segments de consommateurs. Il existe des sous-jacents propres à chaque segment qui sont significativement dissemblables et qui correspondent aux coûts réellement induits par chaque catégorie de clients, à l'instar :

- des coûts commerciaux qui sont environ deux fois plus élevés en €/site et 1,5 fois plus élevés en €/MWh pour le segment non résidentiel ;
- des coûts d'acheminement qui sont plus faibles d'environ 5 % pour les sites non résidentiels.

¹³ 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

¹⁴ Pour cette même catégorie de clientèle, les fournisseurs alternatifs reçoivent une contrepartie financière de 6,81 €/an au 1^{er} août 2021.



De même, les profils de consommation spécifiques pour les clients résidentiels et les clients non résidentiels induisent des coûts d'approvisionnement différenciés.

Enfin, l'article R. 337-18 du code de l'énergie est incompatible avec la fusion des TRVE entre ces deux catégories de clients, celui-ci prévoyant que « *Lorsque la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères, sont distinguées, en fonction des courbes de charges de référence établies par types de clients, des options ouvertes pour tout site faisant un usage résidentiel de l'électricité et des options ouvertes pour tout site faisant un usage non résidentiel de l'électricité.* » Une fusion des TRVE résidentiels et non résidentiels nécessiterait donc une révision réglementaire.

Rémunération normale de l'activité de fourniture

La rémunération normale de l'activité de fourniture permet de couvrir les risques supportés par les fournisseurs.

Dans la présente délibération, la CRE maintient la même marge pour chaque consommateur que dans sa dernière proposition tarifaire soit 3,74 €/MWh en moyenne. En effet, la CRE estime que les évolutions du TURPE ne remettent pas en cause les conclusions de la délibération du 14 janvier 2021.

Ce niveau de marge représente 3,1 % des TRVE hors taxes, hors marge et hors rattrapage. Celui-ci demeure supérieur à l'espérance des risques pesant sur un fournisseur d'électricité.

4. RATRAPAGES

Les volumes de consommation au périmètre des TRVE réalisés pour l'année 2020 sont sensiblement inférieurs aux prévisions d'EDF de janvier 2021. De même, les prévisions de consommation pour l'année 2021 ont été revues à la baisse par EDF. Les montants effectivement rattrapés sur 2020 sont ainsi moins importants qu'estimés préalablement.

Afin d'une part de tenir compte de la remise à jour des données portant sur la consommation des clients aux TRVE, et d'autre part, afin de solder le rattrapage des montants non couverts sur l'année 2019 d'ici la fin de l'année, la CRE propose de porter la composante de rattrapage à 3,33 €/MWh HT (+0,35€/MWh HT soit +0,21% TTC sur les TRVE). La CRE avait indiqué dans sa délibération du 16 janvier 2020 que ce rattrapage serait réalisé sur deux années.

La CRE propose par ailleurs de poursuivre le rattrapage des montants non couverts sur l'année 2020 selon le taux proposé dans la délibération du 14 janvier 2021.

5. 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.

6. COUVERTURE DES COÛTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF

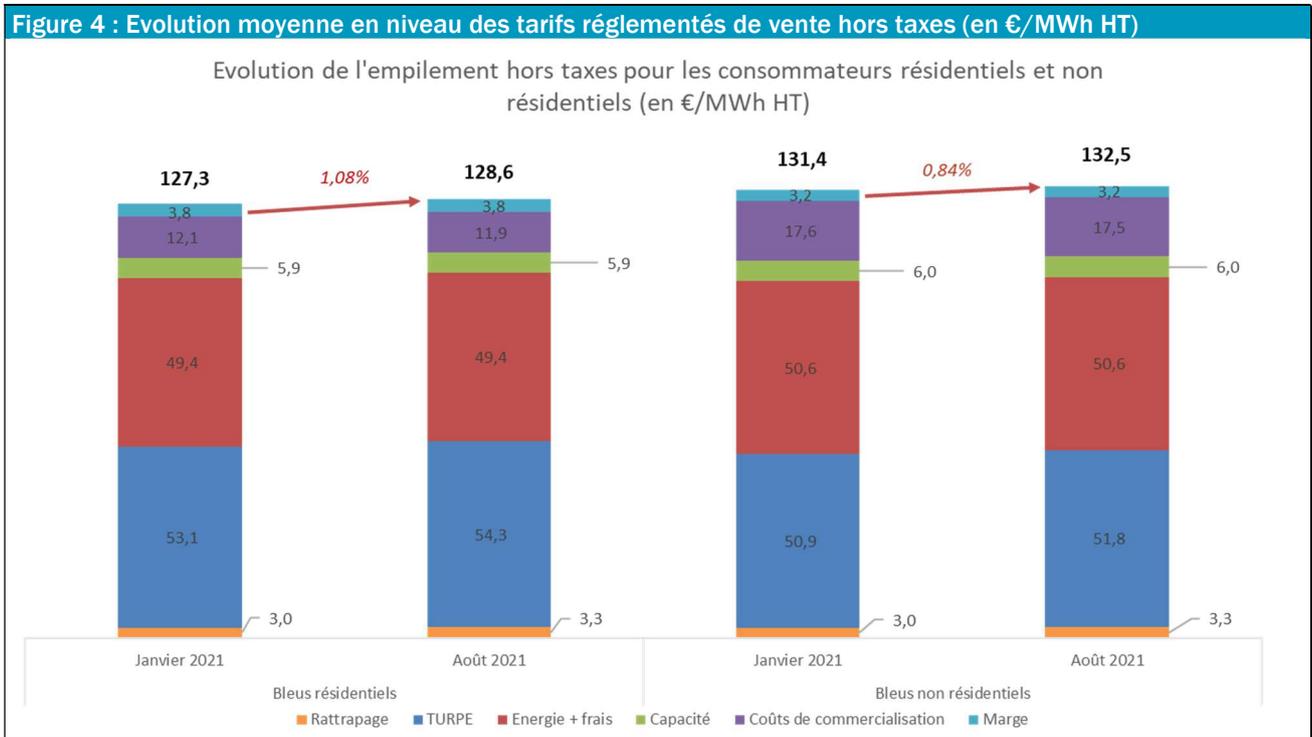
Dans sa décision n° 386078 du 15 juin 2016, le Conseil d'État indique que les tarifs réglementés de vente d'électricité, au titre de la période allant du 1^{er} novembre 2014 au 31 juillet 2015, doivent couvrir, en application du cadre juridique alors en vigueur, les « *coûts comptables complets de la 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* ».

A partir des données de réalisé communiquées par EDF, la CRE a vérifié que le niveau des TRVE pendant l'année 2020 a bien permis de couvrir cette référence, 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 relatifs à 2020.

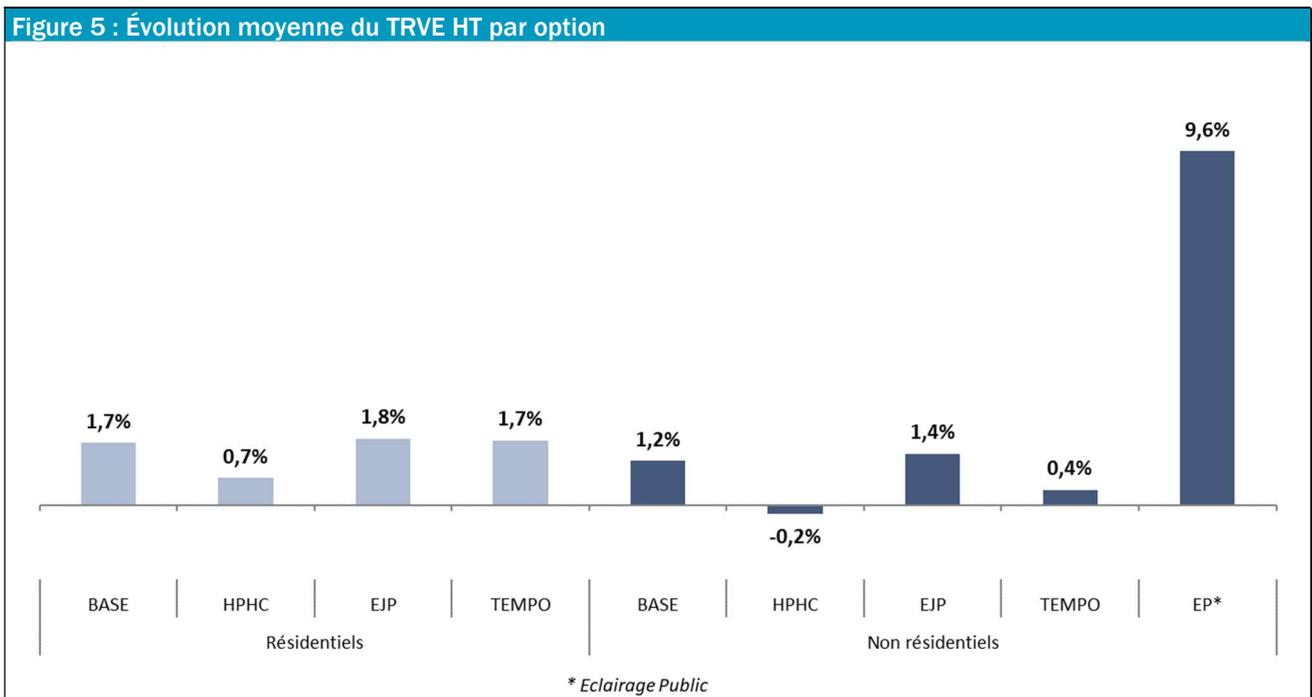
Le présent mouvement tarifaire permet également la couverture de l'estimation pour 2021 des coûts comptables complets des TRVE.

7. SYNTHÈSE 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 telles que présentées à la partie 1.



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



L'évolution marquée pour les clients souscrivant l'option éclairage publique est directement liée à la fin de l'éligibilité d'une part très importante des clients professionnels souscrivant à cette option, passant de 242 000 à 47 000, impliquant une baisse de consommation (-91 %) et de la puissance souscrite totale (-90%). Cette évolution implique une réévaluation sensible à la hausse de la composante fixe relative aux coûts de commercialisation (en €/kW).

Figure 6 : Évolution de l'empilement du TRVE en €/MWh HT pour les clients résidentiels

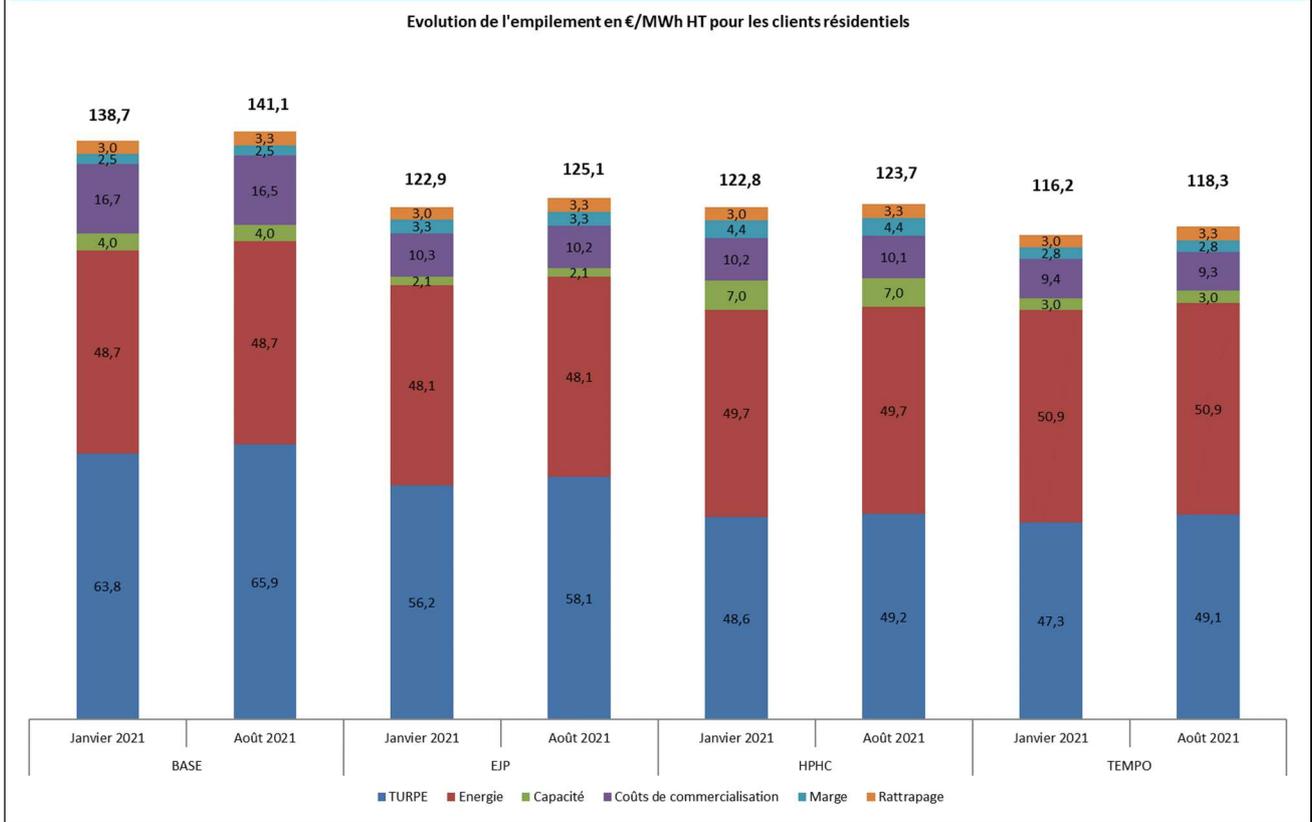
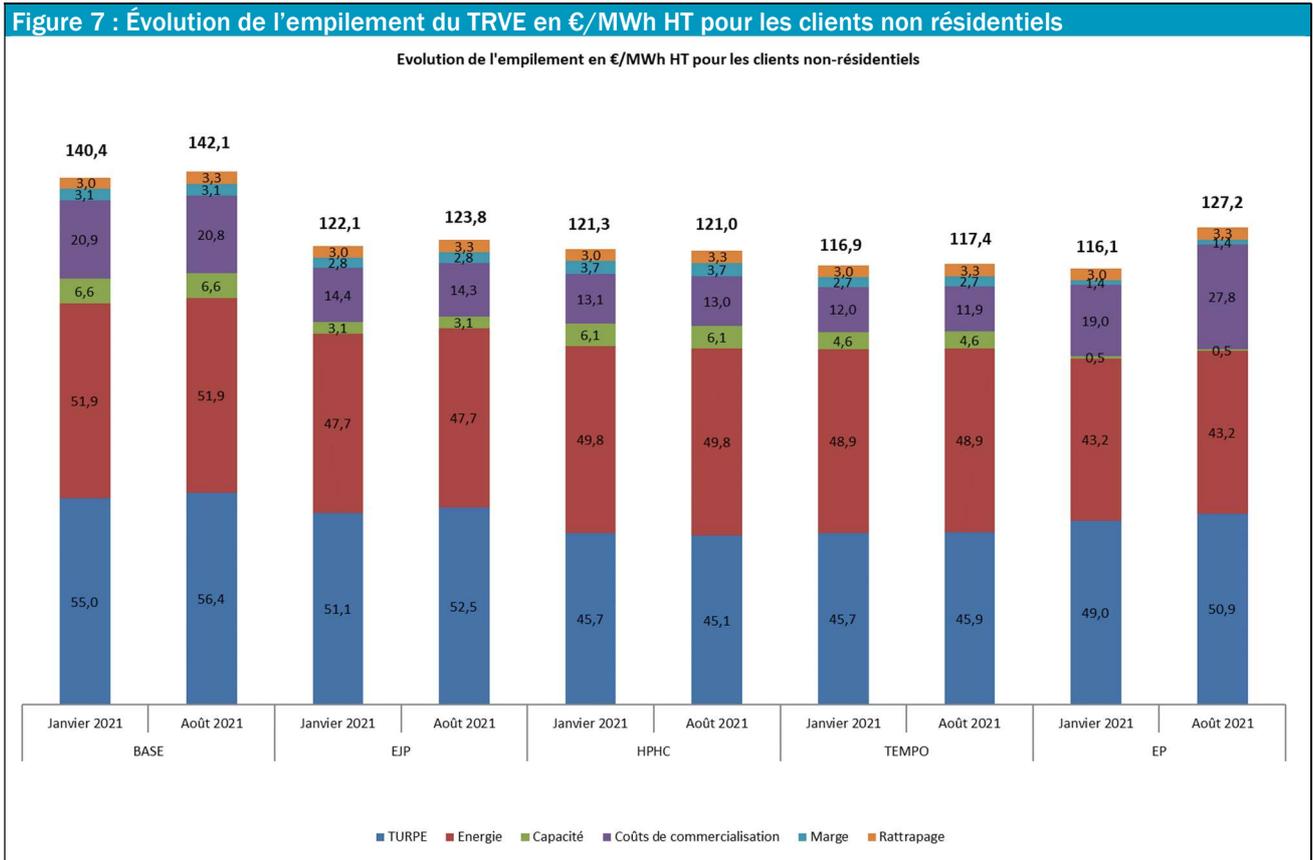


Figure 7 : Évolution de l'empilement du TRVE en €/MWh HT pour les clients non résidentiels

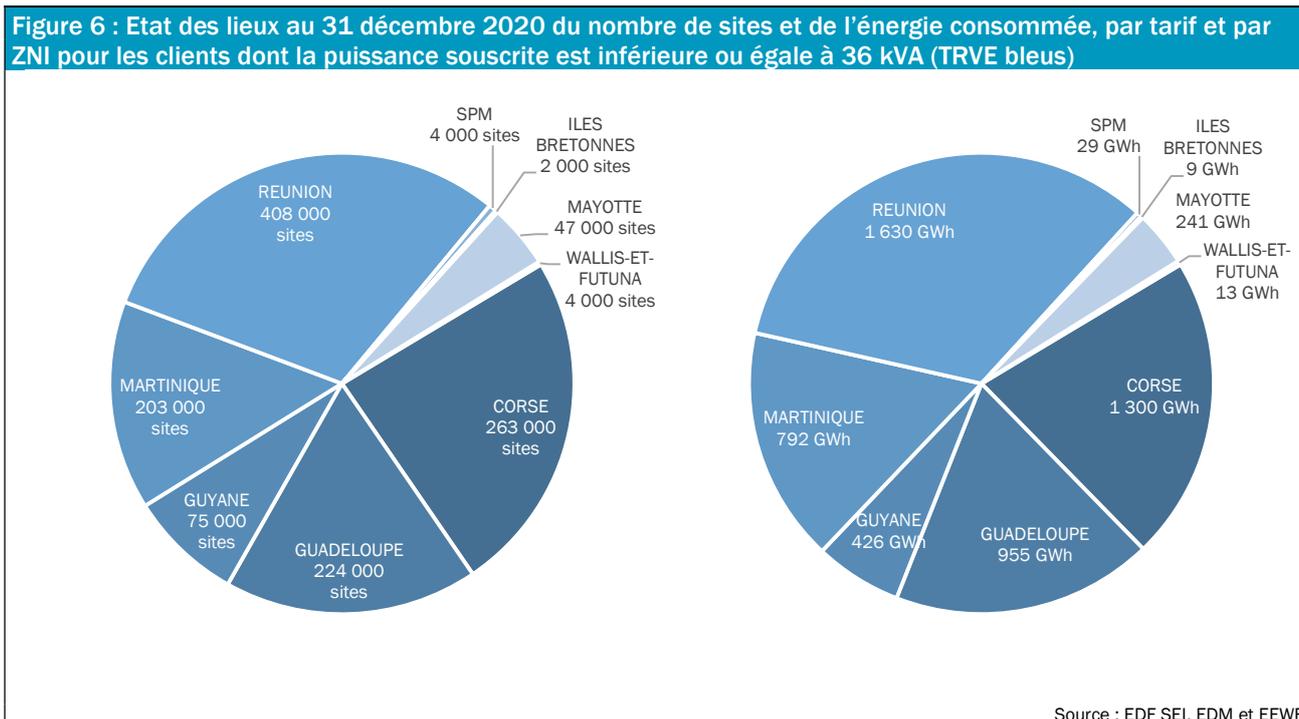


PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN ZNI

La CRE a pour mission de proposer les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) dans les territoires suivants : Corse¹⁵, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint-Pierre et Miquelon (SPM) et Wallis-et-Futuna.

1. 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 :

- + 1,08 % HT soit + 1,37 €/MWh ou + 0,48 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 0,84 % HT soit + 1,10 €/MWh ou + 0,38 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

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

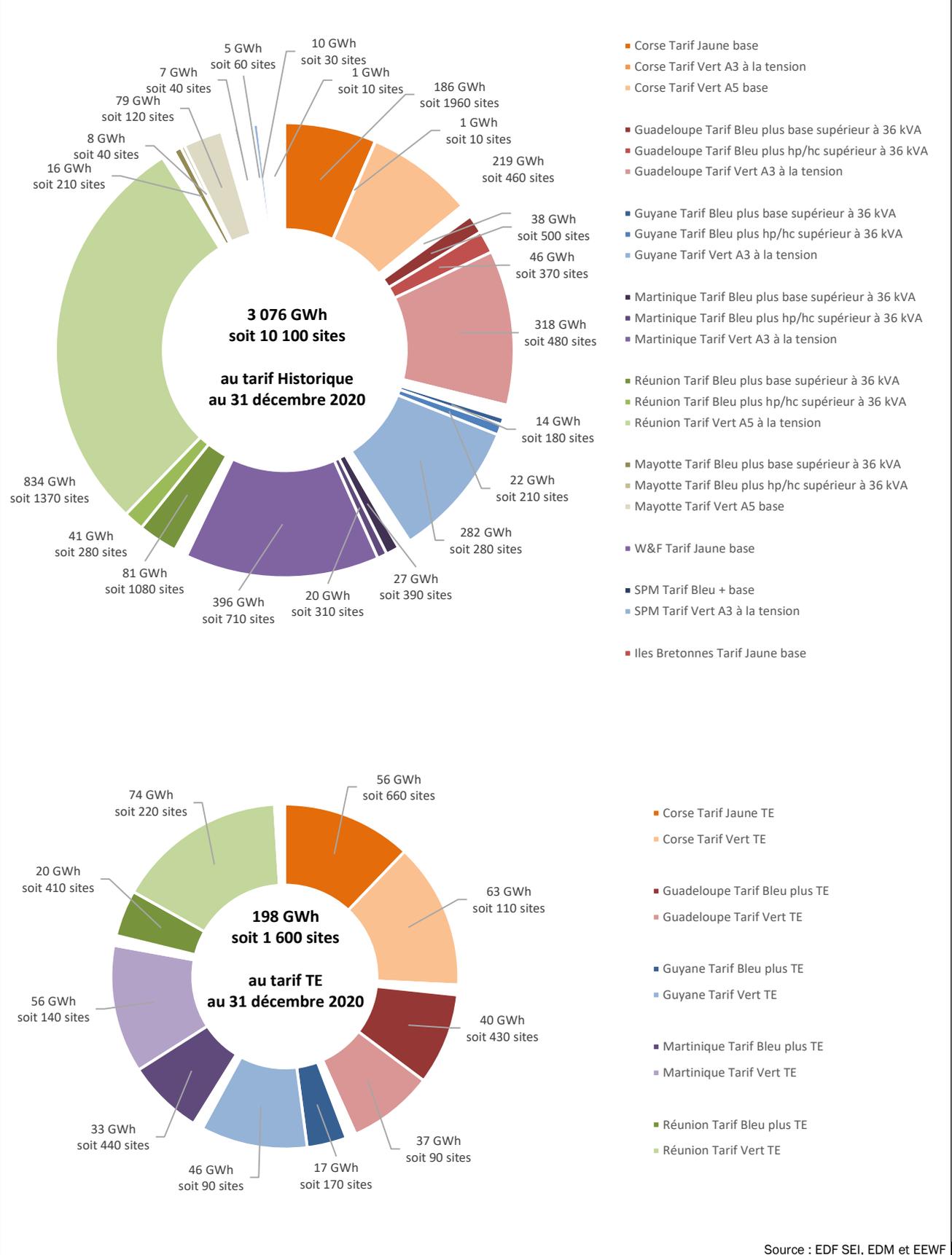
Etat des lieux

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.

¹⁵ 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



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.

Les composantes « énergie » et « capacité », ainsi que celle de coûts de commercialisation ont été mises à jour lors du mouvement tarifaire de janvier 2021. La CRE propose donc de les conserver pour ce mouvement tarifaire sans les faire évoluer. La CRE avait intégré à l'occasion de ce même mouvement tarifaire une composante de rattrapage à la hausse afin de tenir compte du décalage entre l'évolution des coûts, au 1^{er} janvier 2020 et l'évolution des TRVE, au 1^{er} février seulement. Cette composante a vocation à s'appliquer pendant 1 an et reste inchangée dans la présente proposition.

La composante « acheminement » est mise à jour afin de prendre en compte les nouveaux barèmes du TURPE applicables au 1^{er} août 2021 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.

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.

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

- **+ 0,4 % HT** pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- **+ 0,2 % HT** pour les consommateurs raccordés en HTA.

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

3. 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 SEI et EDM de répercuter sur leurs tarifs de vente d'électricité hors taxes le montant de l'octroi de mer à leur charge¹⁶. Ce montant est appelé la rémanence d'octroi de mer (ROM).

Dans la délibération du 14 janvier 2021, la CRE avait indiqué vouloir réfléchir à une modification de la méthode de calcul de la ROM afin de limiter autant que possible l'amplitude des variations du niveau de rémanence que subissent les consommateurs des ZNI.

Les travaux menés au premier semestre 2021, en collaboration avec EDF SEI, ont conduit à l'élaboration d'une nouvelle méthode de calcul permettant de réduire significativement les variations entre deux évolutions tarifaires liées à la ROM.

Cette méthode consiste à effectuer deux mises à jour par an du niveau de la majoration de manière à compenser sur les deux trimestres à venir les montants d'octroi de mer à couvrir constatés sur les deux trimestres précédents¹⁷ (contre un seul mouvement par an, portant sur une année entière dans la méthode actuelle). L'actualisation du niveau de majoration aura lieu concomitamment aux propositions des TRVE de la CRE, usuellement en février et en août¹⁸. Cette nouvelle méthode permet également de diminuer les besoins en trésorerie supportés par EDF SEI dans le recouvrement de la rémanence.

La mise en œuvre au 1^{er} août 2021 du changement de méthode de calcul occasionne à une variation ponctuelle importante du montant de rémanence¹⁹. Afin de limiter ces évolutions pour le consommateur final, la CRE a décidé de lisser ces effets lors de ses prochaines propositions²⁰.

¹⁶ Cf. Annexe A

¹⁷ En tenant compte d'un décalage d'un trimestre pour la collecte des données.

¹⁸ La majoration sera calculée de telle 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.

¹⁹ Les montants non couverts d'octroi de mer des trimestres T1, T2 et T3 2020, viennent s'ajouter à l'octroi de mer des trimestres T4 2020 et T1 2021, nativement inclus dans la rémanence d'août 2021 selon la nouvelle méthode. Simultanément, l'apurement du stock de rémanence surcouvert par EDF SEI, résultant de l'application de l'ancienne méthode de calcul, introduit des montants de ROM à restituer aux consommateurs, qui compense pour partie la hausse de rémanence. La somme de ces deux effets conduit à un niveau de rémanence d'octroi de mer en août 2021 significativement différent de celui qui aurait été obtenu en régime permanent du mécanisme de rémanence.

²⁰ Sur une durée maximale de deux ans.

L'évolution moyenne TTC du TRVE Bleu au 1^{er} août 2021, 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) | - 0,2 % | + 0,4 % | + 0,1% | - |

Le changement de méthode de calcul de la rémanence ne sera appliqué par EDM à Mayotte qu'à partir de janvier 2022. Dans la présente proposition tarifaire, les valeurs de rémanence d'octroi de mer pour ce territoire restent calculées avec l'ancienne méthode.

DECISION DE LA CRE

La CRE propose une évolution du niveau moyen des tarifs réglementés de vente d'électricité en France métropolitaine continentale de +1,05 % HT (soit 1,34 €/MWh ou 0,47 % TTC²¹) et qui se décompose en :

- + 1,08 % HT soit + 1,37 €/MWh ou + 0,48 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 0,84 % HT soit + 1,10 €/MWh ou + 0,38 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

Les tarifs réglementés de vente d'électricité dans les Zones Non Interconnectées feront l'objet des adaptations décrites dans la présente délibération.

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 8 juillet 2021.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

²¹ Les évolutions en % TTC sont précisées à titre indicatif sur le fondement des taxes et des contributions envisagées au 1er août 2021.

En particulier, la CRE a été saisie le 24 juin 2021 d'un projet d'arrêté relatif aux taux de la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel qui prévoit une évolution du taux de CTA applicable à partir du 1er août 2021 et pour lequel la CRE a rendu un avis favorable dans la délibération du 1er juillet 2021 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux taux de la contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel. Les évolutions TTC intègrent le niveau du taux de CTA tel qu'envisagé dans le projet d'arrêté, à savoir 21,93%.