

DÉLIBÉRATION N° 2018-157

12 juillet 2018

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juillet 2018 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

En France métropolitaine continentale, en application des dispositions de l'article L. 337-7 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité (ci-après « TRVE ») bénéficient aux clients souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. 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 bénéficient à l'ensemble des clients finals. Cette définition n'exclut pas les consommateurs qui réalisent des opérations d'autoconsommation individuelles ou collectives.

Par une décision du 18 mai 2018, le Conseil d'Etat a annulé la décision du 27 juillet 2017 par laquelle le ministre de la transition écologique et solidaire et le ministre de l'économie et des finances ont fixé les TRVE, « *en ce qu'elle est applicable à tous les consommateurs finals, domestiques et non domestiques, pour leurs sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kilovoltampères* ».

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

Le Conseil d'Etat admet ainsi l'existence des TRVE au motif qu'ils poursuivent l'objectif d'intérêt économique général de stabilité des prix.

Le Conseil d'Etat conditionne toutefois dans sa décision le maintien des TRVE à une modification du cadre d'application :

- Réexamen périodique pour s'assurer du caractère proportionné du maintien des TRVE ;
- Limiter le bénéfice des TRVE en métropole continentale aux consommateurs résidentiels et aux sites non résidentiels à l'exclusion de ceux « *appartenant à des grandes entreprises* ». Le Conseil d'Etat considère en effet dans sa décision que « *le critère de la puissance électrique retenu n'apparaît en revanche pas pertinent pour les sites non résidentiels appartenant à des grandes entreprises qui sont éligibles aux tarifs réglementés de vente lorsqu'ils souscrivent une puissance par site inférieure ou égale à 36 kilovoltampères.* »

Par ailleurs, le Conseil d'Etat estime que dans les Zones Non Interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), la réglementation en vigueur n'est pas contestée et n'apparaît pas contestable et que la situation très particulière des ZNI justifie un traitement identique de l'ensemble des consommateurs dans ces zones

La présente délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) porte proposition aux ministres de l'énergie et de l'économie d'une évolution des TRVE, en application des dispositions de l'article L. 337-4 du code de l'énergie.

Dans le respect de la décision du Conseil d'Etat du 18 mai 2018, et en l'absence, à la date de la présente délibération, des dispositions législatives définissant les critères d'identification des sites exclus du bénéfice des tarifs et fixant les modalités de ce changement de tarif, la CRE propose pour la métropole continentale, afin d'assurer le bon fonctionnement du marché de l'électricité, que les sites non résidentiels « *appartenant à des grandes entreprises* » bénéficiant actuellement des TRVE puissent continuer à en bénéficier dès lors qu'ils ne changent pas d'option tarifaire ou de puissance souscrite.

S'agissant des nouvelles souscriptions et des changements d'option ou de puissance souscrite, la CRE constate que le décret n° 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique définit des critères permettant d'identifier les grandes entreprises. Dans l'attente d'une éventuelle définition plus précise des « sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise », ces critères pourraient utilement être pris en compte.

En outre, afin d'assurer le bon fonctionnement du marché de l'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI), la CRE continue d'y proposer des TRVE à l'ensemble des clients.

Les méthodologies ainsi que les hypothèses retenues pour déterminer ces évolutions sont explicitées dans la présente délibération. Les barèmes de prix résultant sont présentés en annexes. Ceux-ci intègrent les spécificités propres aux consommateurs participant à des opérations d'autoconsommation individuelles ou collectives.

Enfin, dans un objectif d'amélioration continue de la transparence portant sur les travaux de la CRE relatifs à la construction des TRVE, la CRE publie en *opendata* sur son site internet (<https://www.cre.fr/Pages-annexes/Open-Data>) des données détaillées listées dans l'annexe 2.

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

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.

Dans le cadre de ses travaux préparatoires en amont de la présente délibération, la CRE a consulté à plusieurs reprises les acteurs de marché notamment au sujet de :

- La méthode de calcul des coûts d'approvisionnement en énergie ;
- La référence de coûts commerciaux.

La CRE considère sur le fondement de ces échanges qu'il n'est pas justifié pour ce mouvement tarifaire de revoir la méthodologie de construction qu'elle a retenue lors de ses précédentes propositions, pour des raisons explicitées en détail ci-après. La CRE considère en particulier que cette méthodologie ne remet pas en cause, à date, la contestabilité des TRVE.

Afin de prendre en compte, l'augmentation des risques pesant sur les fournisseurs, en particulier ceux relatifs à la prévision de portefeuille, en raison notamment de l'accroissement de la volatilité des prix sur le marché de gros, la CRE propose d'augmenter la marge retenue dans les TRVE en la rehaussant de 3,0% à 3,5% du tarif hors taxes.

Sur ce fondement, le mouvement tarifaire proposé consiste en une évolution du niveau moyen de :

- - **0,5 %** pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + **1,1 %** pour les tarifs bleus professionnels.

S'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les ZNI

Pour les clients dans les ZNI dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36kVA et raccordés en basse tension, il est proposé que continuent de s'appliquer les mêmes barèmes de tarifs réglementés bleus résidentiels et non résidentiels qu'en métropole continentale.

En application des dispositions du code de l'énergie, les tarifs réglementés pour les clients dans les ZNI de puissance souscrite supérieure à 36kVA 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.

L'évolution des coûts de l'électricité en métropole continentale correspond à l'évolution entre deux années consécutives des coûts de l'électricité hors taxes. Ces coûts sont déterminés comme l'addition d'une part énergie (ARENH et complément d'achat sur les marchés de gros), d'une part capacité, d'une part acheminement (TURPE), d'une part de commercialisation et d'une part de rémunération normale, en cohérence avec le principe de tarification par empilement précisé à l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

Le niveau moyen des TRVE évolue comme suit :

- - **0,5 %** pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + **1,1 %** pour les tarifs bleus professionnels.

- - **0,3 %** 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 36kVA) ;
- - **0,3 %** pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

Comme elle l'avait annoncé dans ses précédentes délibérations, dans le cadre de la mise en œuvre des nouvelles options « transition énergétique » (TE) reflétant la réalité des systèmes électriques de chaque territoire, qui doivent, à moyen terme, remplacer les options « historiques », la CRE a réalisé de nouvelles réunions de concertation avec les acteurs locaux en mars 2018. En amont de ces réunions, sur le fondement des données qu'elle avait à sa disposition, la CRE a réalisé une première analyse afin de caractériser les secteurs d'activité qui seront le plus impactés par les nouvelles structures tarifaires « TE », et plus particulièrement les consommateurs qui ne peuvent déplacer dans le temps leur consommation.

Sur le fondement de ces analyses, la CRE avait présenté le calendrier suivant, qu'elle propose de retenir dans la présente délibération :

- Lissage progressif de la structure des options « historiques » à partir du présent mouvement, jusqu'au mouvement tarifaire de l'été 2022 ;
- Mise en extinction des options « historiques » lors du mouvement tarifaire de l'été 2022 ;
- Suppression des options « historiques » lors du mouvement tarifaire de l'été 2024.

Toutefois, les données transmises par EDF SEI pour les analyses de la CRE étant incomplètes¹ et les outils pour accompagner les consommateurs impactés étant encore en cours d'évaluation (cadre de compensation pour les actions de maîtrise de la demande (MDE) en ZNI notamment), la CRE se réserve la possibilité de revoir ce calendrier lors du mouvement tarifaire de l'été 2020. Pour cette même raison, la CRE propose, dans la présente délibération, de ne réaliser qu'une première étape d'ampleur limitée pour la convergence de la structure des options « historiques » vers la structure cible. La CRE propose ainsi de faire évoluer la structure des options « historiques » vers la structure cible de 5%, à niveau moyen fixé tel que décrit précédemment.

La présente délibération distingue les barèmes applicables aux clients résidentiels en métropole continentale, aux clients professionnels en métropole continentale, aux clients au tarif jaune et vert de métropole continentale et ceux applicables dans les ZNI. La CRE recommande que les barèmes applicables, qui figurent respectivement dans les annexes 3, 4, 5 et 6, fassent chacun l'objet d'un arrêté spécifique.

¹ L'ensemble des données avec un historique d'au moins un an pour chaque client sera disponible fin 2019.

SOMMAIRE

PARTIE 1 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE	6
1. CADRE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE	6
2. PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE	6
3. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT.....	7
3.1 DEFINITION DE L'EMPILEMENT	7
3.2 OBJECTIF DE L'EMPILEMENT : ASSURER LA CONTESTABILITE DES TARIFS REGLEMENTES.....	7
4. METHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT	8
4.1 LE COUT DE L'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE CORRESPOND, EN STRUCTURE, AUX COUTS DE L'APPROVISIONNEMENT D'UN FOURNISSEUR ALTERNATIF SUR LE MARCHE ET, EN NIVEAU, AU PRIX DE L'ARENH ET DU MARCHE AUXQUELS S'AJOUTE LA CAPACITE	8
4.1.1 PROFILS DE CONSOMMATION.....	9
4.1.2 COUT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE	10
4.1.2.1 Approvisionnement à l'ARENH.....	10
4.1.2.2 Complément d'approvisionnement au marché	10
4.1.3 COUT D'APPROVISIONNEMENT EN CAPACITE	11
4.2 FRAIS LIES A L'ACTIVITE DE FOURNITURE	11
4.2.1 FRAIS D'ACCES AU MARCHE EN ENERGIE.....	11
4.2.2 FRAIS D'ACCES AU MARCHE DE CAPACITE.....	12
4.2.3 AUTRES ELEMENTS DE COUTS INTEGRES AU TRVE	12
4.3 COUTS D'ACHEMINEMENT (TURPE)	12
4.4 COUTS DE COMMERCIALISATION	14
4.4.1 EVOLUTIONS DES COUTS DE GESTION DE LA CLIENTELE ET DES COUTS D'ACQUISITION DES CERTIFICATS D'ECONOMIE D'ENERGIE (CEE) D'EDF	14
4.4.2 AFFECTATION DES COUTS DE COMMERCIALISATION D'EDF PAR CATEGORIE DE CLIENT	15
4.4.3 COMPOSANTE DES COUTS DE COMMERCIALISATION RETENUE DANS LES TRVE.....	15
4.5 REMUNERATION NORMALE DE L'ACTIVITE DE FOURNITURE	16
4.5.1 NIVEAU DE LA REMUNERATION NORMALE DE L'ACTIVITE DE FOURNITURE.....	16
4.5.2 LA CRE REALISE DORENAVANT UNE EVALUATION DES RISQUES LIES A LA PREVISION DU PORTEFEUILLE ET A L'APPROVISIONNEMENT EN CAPACITE	17
4.5.2.1 Risques liés aux erreurs de prévision du portefeuille	17
4.5.2.2 Risques liés à l'approvisionnement en capacité	18
5. RATTRAPAGES TARIFAIRES	18
6. SYNTHESE DU MOUVEMENT.....	19
7. COUTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF.....	19
8. BAREMES TARIFAIRES	20
8.1 ARRETE DES MINISTRES ENCADRANT LA CONSTRUCTION DE LA STRUCTURE DES TRVE	20
8.2 LISSAGE DES EVOLUTIONS TARIFAIRES	20
8.2.1 LES EVOLUTIONS EN STRUCTURE DES OPTIONS A EFFACEMENT SONT LISSEES SUR TROIS ANS	20
8.2.2 TARIFS « EXOTIQUES » BLEUS.....	21
9. EFFETS DES EVOLUTIONS TARIFAIRES EN STRUCTURE SUR LES FACTURES DES CONSOMMATEURS PAR OPTION TARIFAIRE.....	21
PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN ZNI	22
1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE.....	22

2. LES TARIFS REGLEMENTES POUR LES CONSOMMATEURS RACCORDES EN BASSE TENSION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFÉRIEURE OU ÉGALE A 36KVA SONT MAINTENUS IDENTIQUES A CEUX DE METROPOLE CONTINENTALE	23
3. DEUX OPTIONS TARIFAIRES SONT PROPOSEES PAR LA CRE AUX CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPERIEURE A 36KVA OU RACCORDES EN HAUTE TENSION : L'OPTION « TRANSITION ENERGETIQUE », DEPUIS LE 1^{ER} AOUT 2017, REFLETANT L'ÉVOLUTION DES SYSTEMES ELECTRIQUES ET L'OPTION « HISTORIQUE » PROPOSEE PREALABLEMENT	23
3.1 ETAT DES LIEUX.....	23
3.2 ÉVOLUTION EN NIVEAU : L'ENSEMBLE DES TARIFS RESPECTE LE PRINCIPE DE PEREQUATION TARIFAIRE.....	24
3.3 ÉVOLUTION EN STRUCTURE	24
3.4 REMANENCE D'OCTROI DE MER.....	25
DECISION.....	26

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

1. CADRE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE

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

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, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres de l'énergie et de l'économie les TRVE.

En application de l'article L. 337-6 du code de l'énergie, « les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture. »

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, qui codifient tout en les modifiant les dispositions du décret n° 2009-975 du 12 août 2009², mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRV³.

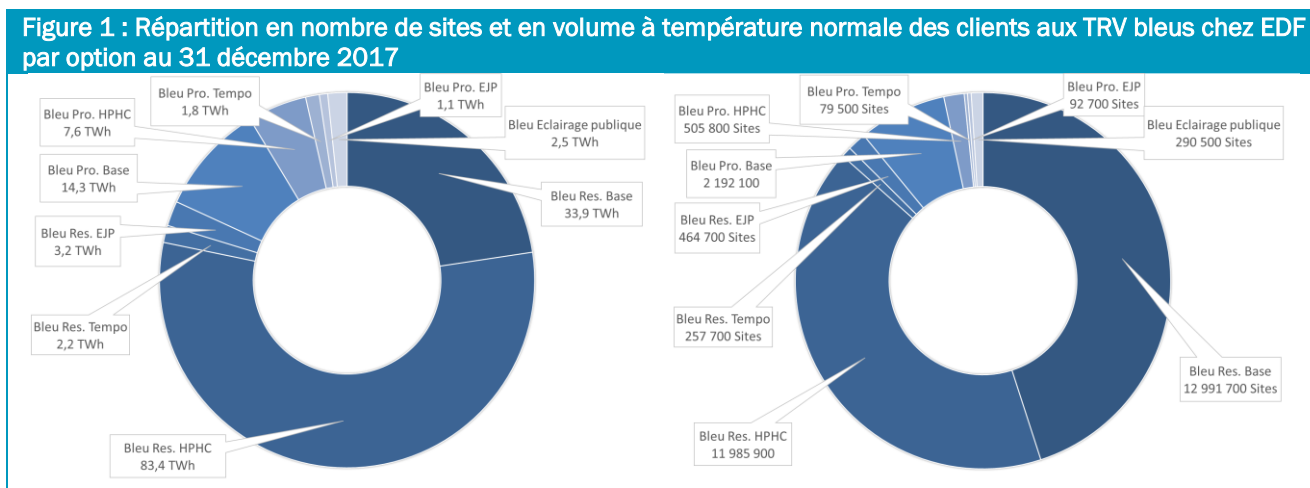
La CRE a réalisé trois propositions tarifaires :

- Délibération du 13 juillet 2016, entrée en vigueur au 1^{er} août 2016 en application de la décision du 28 juillet 2016 des ministres chargés de l'énergie et de l'économie ;
- Délibération du 6 juillet 2017⁴, entrée en vigueur au 1^{er} août 2017 en application de la décision du 27 juillet 2017 des ministres chargés de l'énergie et de l'économie ;
- Délibération du 11 janvier 2018, entrée en vigueur au 1^{er} février 2018 en application de la décision du 31 janvier 2018 des ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

2. 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 31 décembre 2017, les TRVE représentent 82% des sites résidentiels et 73% des sites « petits professionnels », pour un volume de consommation total de 150 TWh.

Le nombre de sites et les volumes de consommation à température normale des clients au TRVE chez EDF au 31 décembre 2017 sont représentés ci-dessous :



² Décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie.

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

⁴ Dans sa version modifiée par la délibération de la CRE du 20 juillet 2017 portant correction d'erreurs figurant dans l'annexe 2 de la délibération du 6 juillet 2017 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

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 5 000 sites. Il subsiste également des offres de fourniture aux TRVE dites « atypiques⁵ » ou « exotiques »⁶ pour certains clients.

3. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT

3.1 Définition de l'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 en énergie, lequel se décompose en un coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) et d'un coût d'approvisionnement du complément de fourniture, relevant des achats sur les marchés de gros de l'électricité ;
- 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 ;
- 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.

3.2 Objectif de l'empilement : assurer la contestabilité des tarifs réglementés

La tarification par empilement vise à garantir la « contestabilité » des tarifs réglementés, qui se définit comme « la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés⁷ ».

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

- Rendre tous les clients aux tarifs réglementés contestables par les fournisseurs alternatifs ;
- Facturer à chaque client un tarif qui reflète les coûts qu'il génère ;
- Maîtriser l'équilibre financier du tarif, en améliorant la couverture des coûts par les recettes indépendamment du scénario climatique.

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

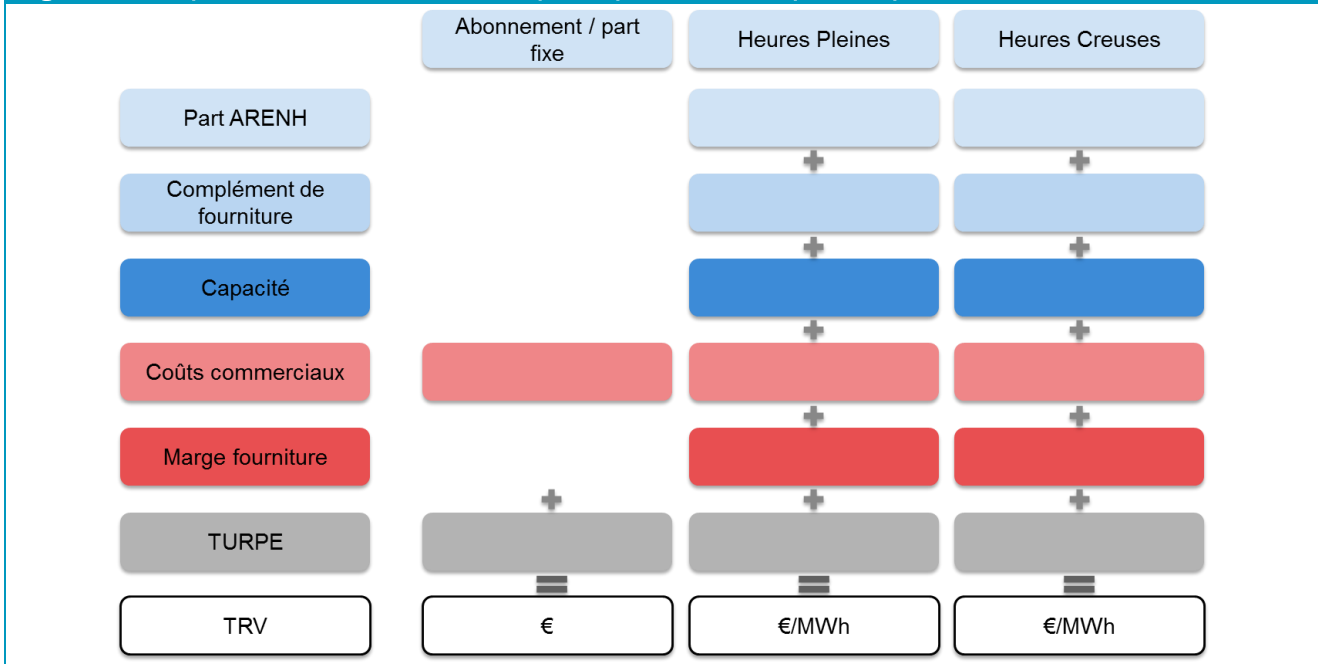
À titre d'exemple, le calcul de la grille tarifaire de l'option du TRVE « Heures Pleines - Heures Creuses » se fait par addition des composantes présentées ci-dessous, pour chaque puissance souscrite (6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA).

⁵ TRV verts et tarifs jaunes de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension.

⁶ TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.

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

Figure 2 : Principe de la construction des TRVE par empilement - Exemple de l'option Heures Pleines-Heures Creuses



4. METHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT

4.1 Le coût de l’approvisionnement en énergie correspond, en structure, aux coûts de l’approvisionnement d’un fournisseur alternatif sur le marché et, en niveau, au prix de l’ARENH et du marché auxquels s’ajoute la capacité

La méthodologie de calcul des tarifs réglementés de vente de l’électricité (TRVE) retenue par la CRE avait fait l’objet préalablement d’une consultation publique des acteurs le 18 février 2016 qui avait conduit la CRE à retenir une période de lissage longue pour l’achat du complément de fourniture.

La CRE a mené en amont de la présente proposition de nombreuses réunions avec les fournisseurs alternatifs. Lors de ces échanges, plusieurs d’entre eux ont indiqué que cette formule n’était pas répliquable en l’état, ceux-ci ne s’engageant pas sur des volumes d’approvisionnement à des échéances lointaines, en l’occurrence jusqu’à deux ans. Ces fournisseurs s’approvisionnent sur des volumes certains (correspondant à des clients déjà acquis) et par suite à partir de produits de marché proches de l’échéance de livraison. Ces fournisseurs sont donc davantage soumis aux fluctuations des prix sur les marchés et souhaitent en conséquence une réduction significative de la période de lissage pour le calcul du complément d’approvisionnement retenu dans les TRVE, afin d’assurer la cohérence avec leur formule d’approvisionnement.

La construction par empilement des TRVE, c’est-à-dire incluant l’ARENH, a maintenu un espace économique important étant donné le niveau des prix de marché sensiblement en-deçà du prix de l’ARENH. La remontée récente des prix sur les marchés réduit cet espace économique. Pour les fournisseurs qui réalisent un lissage sur une période longue, le coût d’approvisionnement en énergie et en capacité intégré dans les TRVE demeure toutefois répliquable.

Le Conseil d’Etat dans sa décision du 18 mai 2018 considère qu’« une réglementation générale du prix de vente au détail doit être regardée comme proportionnée à l’objectif de stabilité des prix ». En particulier, s’agissant du coût de l’approvisionnement, le Conseil d’Etat précise que « la méthode de détermination des tarifs réglementés garantit une relative stabilité, dès lors que la méthode « par empilement » des coûts permet de maîtriser chacune des composantes du prix. Ainsi, le prix de l’accès régulé à l’électricité nucléaire historique, qui représente 27 % du tarif réglementé de vente hors taxe, est stable depuis plusieurs années, tandis que le coût d’approvisionnement du complément de fourniture, calculé par référence aux prix de marché à terme constatés, est lissé sur deux ans afin de limiter l’exposition à la volatilité des prix ».

Le Conseil d’Etat considère ainsi que la stabilité des prix est assurée par l’application de la méthodologie de calcul du coût d’approvisionnement retenue dans les précédentes délibérations de la CRE, qui s’appuie pour une part sur l’ARENH et pour le reste sur l’achat d’un complément sur les marchés de gros, achat qui est lissé sur une période de deux ans.

Au vu de la décision du Conseil d'Etat et afin de préserver la stabilité des prix des TRVE, la CRE considère qu'il n'est pas envisageable de modifier la période de lissage pour le calcul du coût d'approvisionnement et maintient dans la présente proposition sa méthodologie de construction des TRVE, en particulier en conservant un lissage sur 24 mois pour le complément de fourniture.

La CRE explicite par ailleurs pour la première fois, dans le cadre de la présente proposition tarifaire, le coût de couverture du risque pesant sur l'approvisionnement lié à l'erreur sur la prévision du portefeuille de clients à deux ans. Ce coût a vocation à couvrir les achats et reventes sur les marchés tout au long de la période de lissage considérée (et pendant la période de livraison) afin de tenir compte des mises à jour successives des prévisions du portefeuille. Ce calcul prend en compte la volatilité des prix sur les marchés de gros. Ce risque était couvert jusqu'alors dans la marge des TRVE au titre des risques « non quantifiables ». Au vu de ces analyses et des échanges avec les fournisseurs, la CRE considère que l'accroissement du niveau du coût de couverture de ce risque, en raison notamment de l'augmentation récente de la volatilité sur les marchés de gros, justifie de rehausser le niveau global de la rémunération normale. Ce point est traité en détail au paragraphe 4.5.

4.1.1 Profils de consommation

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

A chaque option du tarif réglementé est associé un profil de consommation. Les correspondances sont listées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 1 : Correspondance entre option du tarif réglementé et profil de consommation

Couleur tarifaire	Option tarifaire	Profil correspondant
Bleu résidentiel	Base (≤ 6kVA)	RES 1
	Base (> 6KVA)	RES 11
	Heures Pleines/Heures creuses	RES 2
	Tempo	RES 3
	EJP	RES 4
Bleu non résidentiel	Base	PRO 1
	Heures Pleines/Heures creuses	PRO 2
	Tempo	PRO 3
	EJP	PRO 4
	Eclairage public	PRO 5
Jaune (moins de 36 kVA)	Base	ENT 1
	EJP	ENT 2
Vert (moins de 36 kVA)	A5 Base	ENT 3
	A5 EJP	ENT 4

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

Le calcul de l'empilement est réalisé à l'échelle du sous-profil afin de refléter au plus près les coûts des fournisseurs et ainsi assurer une contestabilité des tarifs réglementés à la maille la plus fine possible.



4.1.2 Coût d’approvisionnement en énergie

4.1.2.1 Approvisionnement à l’ARENH

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

Le prix de l’ARENH pour livraison en année calendaire 2018 est maintenu à 42 €/MWh.

Les droits ARENH (en % de la consommation) attribués pour les profils des clients aux tarifs bleus résidentiels et non résidentiels sont affichés ci-après :

Tableau 2 : Droits ARENH par profil de consommation

PRO1	PRO2	PRO3	PRO4	PRO5	RES11	RES1	RES2	RES3	RES4	Total
64%	71%	69%	78%	97%	76%	81%	63%	52%	70%	68%

La méthodologie de prise en compte dans les TRVE d’un éventuel plafond de l’ARENH a été définie par la CRE dans sa délibération du 11 janvier 2018.

4.1.2.2 Complément d’approvisionnement au marché

Le complément d’approvisionnement au marché correspond au coût d’approvisionnement en énergie de la part de la courbe de charge restant à approvisionner après l’achat des volumes d’ARENH. Il est réalisé par des achats ou reventes à chaque heure des volumes associés sur le marché de gros à terme.

Comme évoqué en introduction de cette partie, le Conseil d’Etat considère dans sa décision du 18 mai 2018 considère que la méthodologie de calcul du complément d’approvisionnement au marché retenue dans ses précédentes propositions tarifaires contribue à la stabilité des prix. Par conséquent, la CRE continue ainsi d’appliquer une période de lissage pour le calcul du coût d’approvisionnement sur 24 mois afin de réduire l’exposition des consommateurs à la volatilité des prix de marché

Le coût du complément en énergie pour l’année calendaire 2018 a été revu et intégré à la proposition tarifaire de la CRE du 11 janvier 2018. Ce niveau de coût est maintenu sans changement dans la présente proposition tarifaire.

Pour rappel, le prix moyen résultant est égal à la moyenne arithmétique sur la période considérée des cotations des produits calendaires Base pour 2018. Le prix de marché moyen résultant est de 34,89 €/MWh pour un produit de type calendaire base et de 46,28 €/MWh pour un produit de type calendaire pointe.

Les prix de marché horaires sont modélisés par un modèle de « *Price Forward Curve* » dont le fonctionnement a été présenté en détail par la CRE dans ses précédentes publications.

Par ailleurs, la couverture des coûts associés aux aléas de consommation est intégrée à la composante de rémunération normale de l’empilement tarifaire présentée au paragraphe 4.5.

Comme lors des propositions précédentes, le prix de marché à terme retenu pour la stratégie d’approvisionnement (à savoir un lissage des prix sur 24 mois) est sensiblement inférieur au prix de l’ARENH. En conséquence, si chacune des options du TRVE intègre bien en niveau – en application des dispositions du code de l’énergie - le prix de l’ARENH, la structure a été construite quant à elle de façon à refléter une stratégie d’approvisionnement d’un fournisseur ne s’approvisionnant que sur le marché, c’est-à-dire sans recours au produit ARENH. Cette méthode permet :

- D’une part de proposer une structure reflétant le mieux possible l’approvisionnement d’un fournisseur alternatif pour ses offres de marché, et par suite de maintenir une contestabilité fine des TRVE, à l’échelle de chaque client ;
- D’autre part d’éviter de faire apparaître des effets contradictoires néfastes au système électrique. Le prix de l’ARENH étant plus élevé que les prix de marché, la construction d’une structure fondée, comme le niveau, sur l’ARENH et le marché de gros, aurait entraîné une hausse des prix sur les postes tarifaires incluant les heures creuses de l’ARENH. La différenciation des prix entre heures pleines et heures creuses serait alors significativement réduite, et pourrait même s’inverser, les heures creuses devenant plus chères que les heures pleines.

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



4.1.3 Coût d’approvisionnement en capacité

Le code de l’énergie prévoit qu’en addition du coût d’approvisionnement en énergie, les TRVE intègrent le coût d’acquisition des garanties de capacité. L’article R. 337-19 du code de l’énergie prévoit d’affecter en totalité ce coût de la capacité aux parts variables du tarif (en c€/kWh).

La CRE a retenu comme prix de la capacité la moyenne des prix révélés lors des deux enchères de capacité du 9 novembre 2017 et du 14 décembre 2017. Le prix résultant est établi à 9342,65 €/MW. Le niveau de coût résultant intégré dans le calcul des barèmes des TRVE lors de la proposition tarifaire de la CRE du 11 janvier 2018 est maintenu dans la présente proposition tarifaire.

Le calcul du coût de la capacité est réalisé en application de la méthodologie prévue par les dispositions de l’article R. 335-1 du code de l’énergie et celles de l’arrêté du 29 novembre 2016 qui définit les « règles du marché de capacité ».

Le coût de la capacité intégré dans les TRVE de la présente proposition correspond pour chaque sous-profil de consommation au produit entre le prix de la capacité tel que présenté ci-dessus et le volume de l’obligation pesant sur le fournisseur, c’est-à-dire le nombre de garanties de capacité en MW qu’il doit acquérir.

L’obligation en capacité de chaque sous-profil est dépendante de la moyenne de la consommation de ces sous-profil lors des heures « PP1 ». Les heures « PP1 » correspondent aux heures les plus chargées de l’année et sont définies dans les « règles du marché de capacité ». Les heures « PP1 » n’étant connues qu’*ex post*, la puissance de référence est calculée sur la base d’une répartition statistique *ex ante* des heures PP1 sur les jours éligibles. La méthode retenue est conforme à la méthode présentée dans la consultation publique du 18 février 2016⁸.

En outre, le produit ARENH contient des garanties de capacité qui sont prises en compte le cas échéant dans le calcul du complément de garanties de capacité à intégrer dans les TRVE.

La CRE fait enfin porter, dans le cadre des tarifs EJP et Tempo, l’intégralité du coût de l’obligation de capacité respectivement sur les heures de pointe mobile EJP et sur les heures pleines des jours rouges Tempo.

4.2 Frais liés à l’activité de fourniture

4.2.1 Frais d’accès au marché en énergie

L’approvisionnement en énergie sur les marchés intègre des frais spécifiques intégrés dans le calcul des TRVE. Ces frais d’accès sont des données publiques et sont listées dans les tableaux ci-dessous :

Tableau 3 : Frais d’accès aux produits à terme

Frais	en c€/MWh
Futures trading fees (EEX price list)	0,75
Futures clearing fees (ECC price list)	0,5
Futures total fees	1,25 c€/MWh échangé
Futures delivery fees	1 c€/MWh livré

Tableau 4 : Frais d’accès au marché spot

Frais	en c€/MWh échangé
Day-ahead trading fees (EPEX spot price list)	7,0
Day-ahead clearing fees (ECC price list)	1,5
Day-ahead total fees	8,5

⁸ Les coefficients c_m sont égaux aux coefficients de pondération c_h présentés dans la délibération de la CRE du 6 mai 2015 portant décision concernant la prise en compte de la valeur des garanties de capacité dans le complément de prix ARENH en application du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 (Annexe 1).

4.2.2 Frais d'accès au marché de capacité

L'approvisionnement en garantie de capacité sur le marché est soumis également à des frais spécifiques précisés ci-dessous :

Tableau 5 : Frais d'accès au marché de capacité

Frais	en €/Garantie échangée
Day-ahead trading fees (EPEX spot price list)	3,0
Day-ahead clearing fees (ECC price list)	1,0
Day-ahead total fees	4,0

4.2.3 Autres éléments de coûts intégrés au TRVE

Les éléments de coûts suivants sont également intégrés dans les TRVE :

<i>Hypothèses retenues dans la méthodologie de construction des TRVE</i>	
Garanties liées aux achats au marché et à l'ARENH	L'immobilisation de capital associée à ces garanties est considérée comme étant prise en compte dans la rémunération normale présentée au paragraphe 4.5
Coûts des écarts du périmètre d'équilibre	0,3 €/MWh ⁹
Frais de soutirage RTE	0 €/MWh ¹⁰
Contribution sociale de solidarité des sociétés	0,2 €/MWh

Les coûts des écarts du périmètre d'équilibre dépendent du niveau des prix spot. La CRE constate que la valeur retenue dans la présente délibération est cohérente avec les frais facturés sur l'année 2017 aux fournisseurs. Cette référence pourrait être réévaluée lors des prochains mouvements tarifaires si les prix de marché poursuivent leur évolution à la hausse.

4.3 Coûts d'acheminement (TURPE)

Les coûts d'acheminement sont évalués à partir des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) tels que prévus dans la délibération de la CRE du 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

La CRE retient la même méthode d'intégration du TURPE que lors des précédentes propositions tarifaires. En particulier, elle calcule un TURPE dit « optimisé » qui correspond à la moyenne, pour une catégorie de clients donnée, des options du TURPE choisies par le fournisseur afin de minimiser la facture pour chacun de ses clients au sein de cette catégorie.

Le déploiement en cours des compteurs *Linky* apporte de nouvelles fonctionnalités dans le cadre de la gestion du TURPE :

- Accès à l'ensemble des options du TURPE pour chaque client. L'accès à ces options est limité avec les compteurs non *Linky* : un client ayant une option à un poste au TRVE avec ce type de compteur n'a par exemple accès qu'aux options à un poste du TURPE ;
- Mise en place d'une option à 4 plages temporelles dans la délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

Pour les mêmes raisons qu'évoquées lors des propositions tarifaires de la CRE du 6 juillet 2017 et du 11 janvier 2018 (développements SI à réaliser, manque de données disponibles, taux de déploiement des

⁹ Valeur représentative des coûts pour les fournisseurs présents sur le segment des clients résidentiels et petits professionnels

¹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2017 portant approbation de la révision du « coefficient c », proportionnel au soutirage physique des responsables d'équilibre

compteurs Linky...), la CRE n'intègre pas dans la présente proposition tarifaire ces nouvelles possibilités d'optimisation. Pour rappel, ces possibilités d'optimisation occasionneraient une baisse des TRV. Si elle était appliquée aujourd'hui aux TRVE, cette baisse ne serait pas répliquable par les fournisseurs présents sur le marché, réduisant par là même la contestabilité des TRVE. La CRE envisage toutefois d'intégrer à l'avenir ces éléments dans la construction des TRVE qu'elle propose.

Cas des autoconsommateurs

La délibération de la CRE du 28 juin 2018 susmentionnée intègre des évolutions concernant les barèmes de prix du TURPE applicables aux autoconsommateurs. Ces modifications sont relatives :

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

La présente délibération propose que les consommateurs bénéficiant des TRVE en application des dispositions des articles L. 337-7 et L. 337-8 du code de l'énergie participant à une opération d'autoconsommation, puissent souscrire aux mêmes options du TRVE que l'ensemble des consommateurs, en proposant des versions spécifiques pour les autoconsommateurs, intégrant les évolutions du TURPE mentionnées ci-dessus.

Dès lors, pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective¹¹, les volumes autoproduits¹² sont facturés sur chacune des parts variables des options du TRVE sur le fondement des coûts d'acheminement seuls dont les prix (en c€/kWh) sont ajoutés à la suite des barèmes usuels. Les barèmes de prix des options usuelles sont également appliqués à ces consommateurs pour les volumes de consommation alloproduits¹³ mais tiennent compte d'un correctif égal à la différence de coût d'acheminement pour ces volumes alloproduits entre les autoconsommateurs d'une part et l'ensemble des autres consommateurs d'autre part. Ce dernier correctif intègre une correction sur l'abonnement et une correction sur chacune des parts variables des options du TRVE pour les volumes alloproduits (en c€/kWh).

Enfin, la différence de composante de gestion appliquée aux consommateurs participant à des opérations d'autoconsommation individuelle avec injection ou collective est prise en compte dans les barèmes de prix.

La CRE n'est, à date, pas en mesure - eu égard au faible niveau de développement de l'autoconsommation collective - de déterminer finement les coûts d'acheminement de ces consommateurs. Les versions proposées dans la présente délibération sont ainsi provisoires et susceptibles d'être revues à l'avenir.

Transitoirement, la CRE propose deux versions pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective dépendant de l'option du TURPE sous-jacente considérée. Ce choix qui traduit l'optionalité laissée aux autoconsommateurs entre une option standard du TURPE et une option « autoproduction collective »¹⁴, s'inscrit dans le cadre de la phase de démarrage de l'autoconsommation collective. Il a vocation à être réexaminé à l'avenir, en particulier lorsque le développement de l'autoconsommation collective sera plus avancé :

- Version A : Les correctifs de cette version sont déterminés en considérant que l'autoconsommateur est facturé sur le fondement du TURPE « optimisé » comme l'ensemble des consommateurs ayant souscrit l'option considérée ;
- Version B : Les correctifs de cette version sont déterminés en considérant qu'est affectée à l'autoconsommateur *la composante de soutirage applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective en aval d'un même poste HTA/BT* issue de la délibération du 28 juin 2018.

¹¹ Utilisateur participant à une opération d'autoconsommation collective, telle que définie par les dispositions de l'article L. 315-2 du code de l'énergie, dont l'intégralité des points de soutirage et d'injection des participants sont situés en aval d'un même poste de transformation d'électricité de moyenne en basse tension (HTA/BT)

¹² Part des soutirages autoconsommés tels que calculés par les gestionnaires de réseau dans le cadre de l'opération d'autoconsommation collective, en application des dispositions de l'article L. 315-4 du code de l'énergie.

¹³ Part des soutirages non autoproduits.

¹⁴ [Délibération de la CRE du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT](#)

4.4 Coûts de commercialisation

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

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

En amont de la présente délibération, la CRE a mené une étude des coûts de commercialisation de plusieurs fournisseurs alternatifs. Les fournisseurs alternatifs considèrent en effet que la référence actuelle n'est pas en mesure de garantir la contestabilité des TRVE, en particulier dans un contexte de remontée importante des prix sur les marchés de gros. Ils considèrent ainsi nécessaire d'inclure des coûts spécifiques à l'acquisition de nouveaux clients, propres à leur activité¹⁵.

La CRE constate que les coûts de commercialisation, à savoir la somme des coûts de gestion de la clientèle, des coûts d'acquisition de nouveaux clients et des coûts relatifs à l'acquisition de CEE, sont très variables d'un fournisseur à l'autre. Ils dépendent de facteurs très variés comme le choix de la méthode de prospection, la date d'entrée du fournisseur sur les marchés, la clientèle recherchée (taille des consommateurs ciblés par exemple),... Certains fournisseurs présentent des coûts de gestion de leur clientèle très compétitifs ou ont opté pour une stratégie d'acquisition de clients peu coûteuse, tandis que d'autres fournisseurs présentent des coûts de gestion ou d'acquisition plus élevés.

Dans sa décision du 18 mai 2018, le Conseil d'Etat considère que la référence aux coûts de commercialisation d'EDF dans la construction des TRVE est un des éléments caractérisant la stabilité des prix des TRVE dans la mesure où ils évoluent lentement dans le temps.

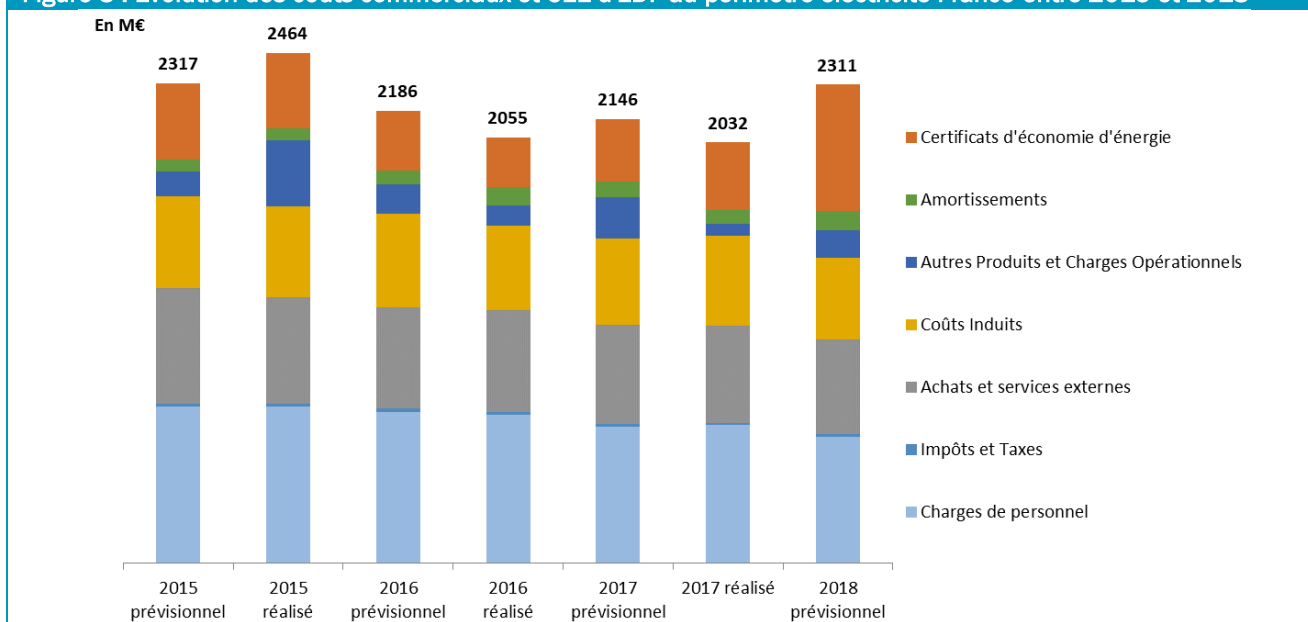
En conséquence, la CRE maintient ainsi dans la présente proposition tarifaire une référence de coûts de commercialisation correspondant aux coûts de commercialisation de la direction commerce d'EDF seuls, à l'instar de ses précédentes propositions du 13 juillet 2016, du 6 juillet 2017 et du 11 janvier 2018.

Elle considère qu'en 2018, cette référence ne remet pas en cause la contestabilité des tarifs réglementés de vente.

4.4.1 Evolutions des coûts de gestion de la clientèle et des coûts d'acquisition des certificats d'économie d'énergie (CEE) d'EDF

Le graphique ci-dessous représente l'évolution des coûts de commercialisation en milliards d'euros sur le périmètre « électricité » d'EDF Commerce en France.

Figure 3 : Evolution des coûts commerciaux et CEE d'EDF au périmètre électricité France entre 2015 et 2018



¹⁵ EDF ne réalise pas de prospection active pour acquérir des clients au TRVE à l'inverse des fournisseurs alternatifs. Il supporte toutefois des coûts liés notamment à la gestion des appels entrants de nouveaux clients.

Dans sa proposition du 11 janvier 2018, la CRE s'est fondée sur les coûts de commercialisation transmis à date par EDF (coûts réalisés sur l'année 2017 et coûts prévisionnels sur l'année 2018). Il s'agissait d'une première estimation, les montants finaux étant décidés au cours du premier trimestre de l'année.

En amont de la présente délibération, EDF a transmis à la CRE une nouvelle version mise à jour et validée de ces coûts. La CRE constate que les montants prévisionnels de l'année 2018 n'ont pas été modifiés par rapport à ceux qui ont été pris en compte dans la délibération du 11 janvier 2018 pour construire les TRVE. La CRE maintient donc ce niveau de coûts et ne les fait pas évoluer pour la présente proposition.

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

Les coûts de commercialisation en « masse » présentés dans le paragraphe précédent sont répartis par segment de marché (résidentiels ou professionnels) et par produit (électricité, tarifs réglementés, offres de marché...) afin d'intégrer dans les TRVE la seule part des coûts commerciaux afférente à la fourniture aux TRVE.

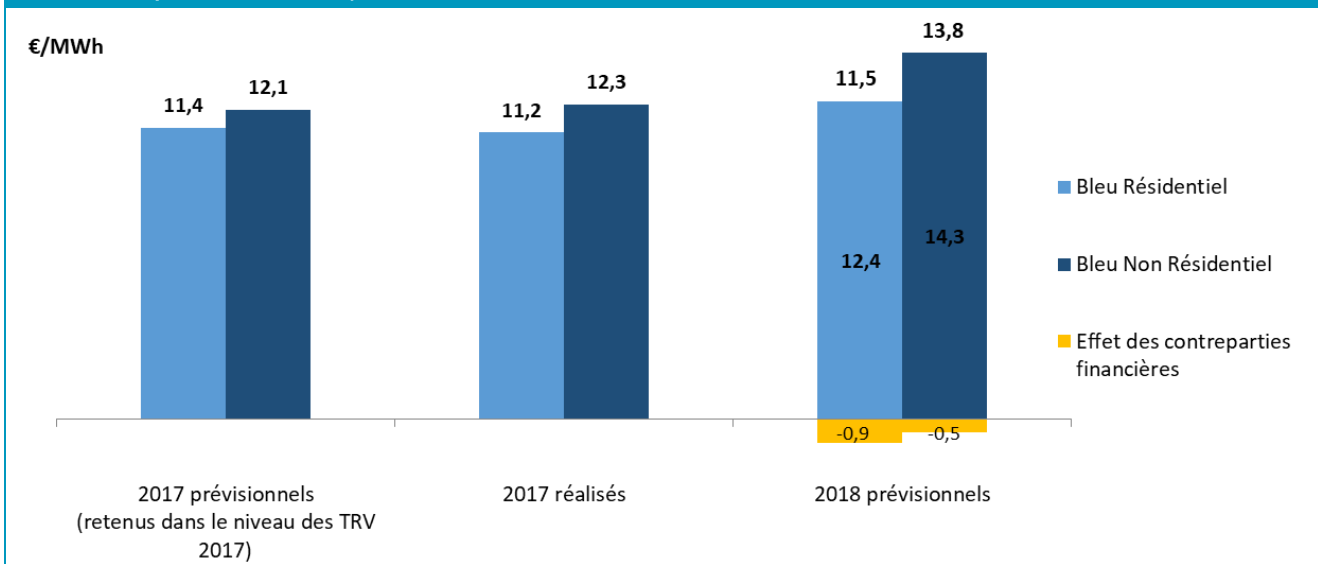
Pour rappel, en février 2017, la CRE a mandaté le cabinet Columbus Consulting pour mener une nouvelle étude ayant pour objectif d'analyser les principes et clés d'affectation des coûts commerciaux d'EDF. Il ressort de la synthèse de l'auditeur sur les principes d'affectation des coûts commerciaux retenus par la Direction Commerce que « celle-ci a pris en compte sa position spécifique sur les TRV d'électricité dans sa méthodologie d'affectation des coûts commerciaux afin de ne pas leur faire supporter le développement des offres de marché ». De même, « les méthodologies d'affectation des coûts commerciaux mises en place sont en phase avec la réalité opérationnelle et ne permettent pas aux offres de marché de tirer un bénéfice de l'existence du portefeuille d'offres au tarif réglementé. C'est le cas notamment sur le marché d'affaires, où les coûts s'équilibrent entre tarifs réglementés et offres de marché, et où les risques liés à des biais dans l'affectation des coûts commerciaux auraient pu générer des impacts majeurs. »

4.4.3 Composante des coûts de commercialisation retenue dans les TRVE

La CRE évalue la composante de coûts de commercialisation intégrée dans les TRVE à partir des coûts prévisionnels pour l'année 2018 sur le fondement du modèle d'affectation des coûts d'EDF évoqué ci-dessus.

Les coûts de commercialisation prévisionnels pour l'année 2018 ont très peu évolué par rapport à la première prévision réalisée par EDF et qui a été intégrée à la proposition du 11 janvier 2018 :

Figure 4 : Coûts de commercialisation incluant le coût des CEE d'EDF pour les clients aux TRV bleus - prévisionnels et réalisés en 2017 (base de données à température normale 2017) et prévisionnels 2018 (volumes prévisionnels 2018 à température normale)



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.

À compter du 1^{er} janvier 2018, la composante annuelle de gestion est augmentée à hauteur d'un montant moyen pris en compte au titre des contreparties financières versées aux fournisseurs, à savoir 4,86€ par an.

En contrepartie, dans le cadre de la vente aux TRVE, EDF reçoit à partir du 1^{er} janvier 2018 une contrepartie financière s'élevant à 4,50 € par an et par client raccordé en BT ≤ 36 kVA, 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-dessus¹⁶.

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

Dans le cadre de la présente proposition, en continuité avec les modalités appliquées jusqu'à présent, la CRE affecte 50 % des coûts de commercialisation à la part fixe des tarifs et 50 % à la part variable.

Cas particulier

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

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

4.5 Rémunération normale de l'activité de fourniture

4.5.1 Niveau de la rémunération normale de l'activité de fourniture

La rémunération normale intégrée dans les TRVE correspond à une marge dite « à risque » qui a vocation à couvrir les coûts liés aux risques suivants, selon la politique de couverture de risque retenue, ainsi qu'à assurer la rémunération des capitaux engagés dans l'activité de commercialisation :

- Risque lié à la thermosensibilité des consommateurs ;
- Risque de consommation « macro-économique » ;
- Risque lié au complément de prix ARENH ;
- Risque lié aux erreurs de prévision du portefeuille ;
- Risque lié à l'approvisionnement en capacité ;
- Risques « autres », liés notamment à l'évolution du contexte réglementaire.

La CRE est en mesure désormais de quantifier le coût de couverture du risque de consommation « portefeuille » et du risque lié à l'approvisionnement en capacité. La méthodologie d'évaluation de ces coûts de couverture est présentée aux paragraphes 4.5.2.1 et 4.5.2.2.

La CRE adopte, pour les coûts de couverture des risques qu'elle est en mesure de quantifier, une politique de couverture prudentielle en considérant que chacun des risques intégrés à la marge des TRVE est couvert dans 95% des cas, c'est-à-dire qu'en moyenne, 5% des années, le fournisseur réalise une marge négative et que toutes les autres années, il réalise une marge positive.

Les provisions associées à une couverture des risques à 95 % sont supérieures à la moyenne, sur l'ensemble des scénarios, des surcoûts associés aux différents risques. Par conséquent, sur le long terme, le gain financier associé à la politique de risque est positif pour le fournisseur.

Seul le coût de couverture des risques « autres » demeure non quantifiable par la CRE.

La CRE s'était livrée lors de la proposition tarifaire du 13 juillet 2016, à une analyse des marges commerciales de fournisseurs d'énergie européens comparables. Ces analyses avaient fait apparaître qu'une marge de commercialisation égale à 3 % du TRVE bleu était appropriée à l'activité¹⁷, marge qu'elle avait retenue dans ses différentes propositions tarifaires. La CRE évalue dès lors le coût de couverture des risques « autres » comme étant égal à la différence entre la marge de commercialisation retenue et le coût de couverture de l'ensemble des risques que la CRE est en mesure de quantifier.

A la suite des analyses qu'elle a menées et aux échanges qu'elle a eus avec les fournisseurs alternatifs en amont de la présente délibération, la CRE propose de rehausser le niveau de la marge de 3% à 3,5% afin de prendre en compte les évolutions suivantes :

¹⁶ Pour cette même catégorie de clientèle, les fournisseurs alternatifs reçoivent une contrepartie financière plus importante de 6,8 €/an en 2018.

¹⁷ La marge de 3% est appliquée au niveau des TRV bleus (résidentiels et non résidentiels confondus) hors taxe, hors marge et hors rattrapage.

- L'augmentation du coût de couverture des risques liés à l'approvisionnement en capacité et liés à l'incertitude sur l'approvisionnement du portefeuille;
- L'augmentation des fonds immobilisés par les fournisseurs liés à l'avance de trésorerie pour l'achat de certificats de capacité.

Le risque relatif à l'incertitude pesant sur le fournisseur pour l'approvisionnement de son portefeuille sur une période de 24 mois a augmenté par rapport aux précédents exercices tarifaires. Cela est dû notamment à l'augmentation de la volatilité des prix sur les marchés de gros, qui est passée de 10% avant 2017 à 20% depuis¹⁸.

Par ailleurs, concernant le deuxième point, les fournisseurs, afin de répliquer le lissage de l'approvisionnement en capacité sur toutes les enchères retenues par la CRE dans sa méthodologie de construction des TRVE, doivent commencer à acquérir des capacités très en amont de la date de livraison (jusqu'à 4 ans à terme), ce qui implique une avance de trésorerie qui peut être significative.

La CRE considère que cette hausse de la marge est cohérente avec l'étude de comparables européens qu'elle a réalisée lors de la proposition tarifaire de 2016. Cette évolution traduit en effet des spécificités du marché français et de la construction des TRVE.

La décomposition de la marge selon les coûts de couverture des risques quantifiables (risque thermosensible, risque macroéconomique, risque portefeuille et risque capacité) d'une part et le coût résultant pour la couverture des risques « autres » d'autre part est présentée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 6 : Marge commerciale des tarifs bleus résidentiels

Composantes de la marge commerciale pour les clients aux tarifs bleus résidentiels	Marge associée en €/MWh
Couverture du risque « thermosensibilité » à 95%	1,67
Couverture du risque « macroéconomique » à 95%	0,19
Couverture du risque « portefeuille » à 95%	0,29
Couverture du risque lié à l'approvisionnement en capacité à 95%	0,14
Couverture implicite des risques « autres »	1,49
Total (Marge commerciale à 3,5%)	3,78

Le coût de couverture des risques quantifiables peut différer d'un sous-profil à l'autre, à l'instar du risque « thermosensibilité », et modifie le cas échéant la structure des TRVE.

4.5.2 La CRE réalise dorénavant une évaluation des risques liés à la prévision du portefeuille et à l'approvisionnement en capacité

La CRE revient dans cette partie sur la méthodologie qu'elle a retenue pour évaluer le coût de couverture du risque lié à l'erreur de prévision du portefeuille en énergie d'une part, et le coût de couverture du risque lié à l'approvisionnement en capacité d'autre part.

4.5.2.1 Risques liés aux erreurs de prévision du portefeuille

Selon la méthodologie définie par la CRE dans le paragraphe 4.1.2.2, le coût retenu pour le complément d'achat sur les marchés qui est inclus dans les TRVE correspond à la moyenne arithmétique des prix des 24 mois précédent l'année de livraison, le portefeuille étant considéré comme étant parfaitement connu *a priori*. En réalité, le fournisseur ne peut réaliser qu'une prévision de son portefeuille, 24 mois avant l'année de livraison. Cette prévision est affinée ensuite tout au long de la période d'approvisionnement. Le coût d'approvisionnement réel du fournisseur ne peut donc être une simple moyenne arithmétique mais reflète l'adaptation de ses achats au fur et à mesure de ses re-prévisions. C'est sur le fondement de ces écarts de coûts par rapport à la moyenne arithmétique qu'est déterminé le niveau de couverture du risque selon la politique de couverture prudentielle où 95% des scénarios sont couverts.

¹⁸ La volatilité des prix est égale à l'écart type des prix relevés pour les produits calendaires sur l'ensemble de la période de cotation.

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

Pour ce faire, la CRE a estimé à partir des données à sa disposition dans le cadre de la surveillance des marchés de détail de l'électricité, que, hors fournisseur nouvel entrant, le portefeuille évolue autour de sa tendance moyenne avec un écart type de 3%/an. Par ailleurs, la CRE estime que les prix de marché *forward* pour une année de livraison donnée évoluent avec une volatilité de 20%/an.

Selon ces hypothèses et dans le cas d'un approvisionnement intégralement réalisé sur les marchés, la CRE évalue le risque lié à l'erreur de prévision du « portefeuille » à 0,29 €/MWh, appliqué identiquement pour chaque sous-profil.

4.5.2.2 Risques liés à l'approvisionnement en capacité

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

Les fournisseurs portent alors avant la livraison un risque lié aux erreurs de prévision de leur portefeuille, semblable à celui porté pour l'énergie et détaillé dans le paragraphe précédent. Ce risque est dû à la différence entre le coût d'un approvisionnement en capacité au *Prm*¹⁹ inclus dans les TRVE et le coût d'approvisionnement du fournisseur qui est la moyenne des prix révélés par les enchères pondérées de ses re-prévisions successives de portefeuille.

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

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

Enfin, après les dernières enchères d'équilibrage, dans le cas où le fournisseur n'a pas pu couvrir exactement son approvisionnement en capacité, il doit acheter le complément de garanties de capacité au prix majoré de $(1 + k)prm$ ou revendre le surplus au prix minoré $(1 - k)prm$ où k est le coefficient de règlement des écarts fixé à 0,2 par RTE pour l'année de livraison 2018.

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

La CRE évalue le risque lié à l'approvisionnement en capacité qui intègre l'ensemble des éléments énoncés précédemment, à 0,14 €/MWh en moyenne pour un fournisseur s'approvisionnant entièrement au marché sur les 15 enchères en amont de la période de livraison qui sont prévues à terme. Ce risque est différencié d'un sous-profil à l'autre et influe dès lors sur la structure des TRVE.

Lors des propositions tarifaires de la CRE du 6 juillet 2017 et du 11 janvier 2018, la CRE avait estimé que le risque lié au lissage de l'approvisionnement avant la livraison était limité. Il n'y avait eu alors qu'une seule enchère pour livraison en 2017 et deux enchères en 2018 et ce moins d'un an avant l'année de livraison.

5. RATTRAPAGES TARIFAIRES

La CRE indiquait dans son rapport sur les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) de juillet 2015 que « les écarts de coûts constatés entre le niveau des TRV et les coûts comptables d'EDF au titre des années 2012, 2013 et 2014 induisent des rattrapages conséquents, qui devront être effectués lors des prochains mouvements tarifaires ».

Les TRVE en vigueur au 1^{er} août 2015 n'ont permis de réaliser qu'une partie de ces rattrapages.

Les décisions du Conseil d'Etat du 15 juin 2016 (n° 383722 et 386078) ont enjoint aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie de prendre deux arrêtés rétroactifs, pour la période comprise entre le 1^{er} août 2014 et le 31 octobre 2014 d'une part, et pour la période comprise entre le 1^{er} novembre 2014 et le 31 juillet 2015 d'autre part, qui permettent le rattrapage du déficit de couverture des coûts au cours de la période tarifaire précédente.

Aucun rattrapage n'a toutefois été envisagé par les ministres compétents au titre du déficit de couverture des coûts sur la période tarifaire s'étendant du 23 juillet 2012 au 1^{er} août 2013.

Comme indiqué par la CRE dans sa délibération du 13 juillet 2016, les écarts entre coûts et tarifs constatés sur l'exercice 2012 s'élevaient à 422M€ pour les consommateurs bleus résidentiels. Pour le bon fonctionnement du

¹⁹ Prix de référence du marché de capacité qui correspond à la moyenne arithmétique des prix révélés par les enchères

marché, la CRE avait proposé d'inclure une part de rattrapage dans les TRVE qui sont entrés en vigueur au 1^{er} août 2016.

Au 1^{er} août 2017, la CRE estimait que le montant restant à rattraper était de 195 M€. La CRE avait alors proposé de conserver une composante de coût spécifique de 1,5€/MWh pour les consommateurs résidentiels afin d'effectuer sur une année le rattrapage complet de ces montants.

Sur la base des données prévisionnelles disponibles à date pour la période entre le 1^{er} janvier 2018 et le 31 juillet 2018, et compte tenu de l'évolution des sous-jacents de coûts, la CRE estime que les tarifs réglementés de vente ont permis de rattraper 427M€.

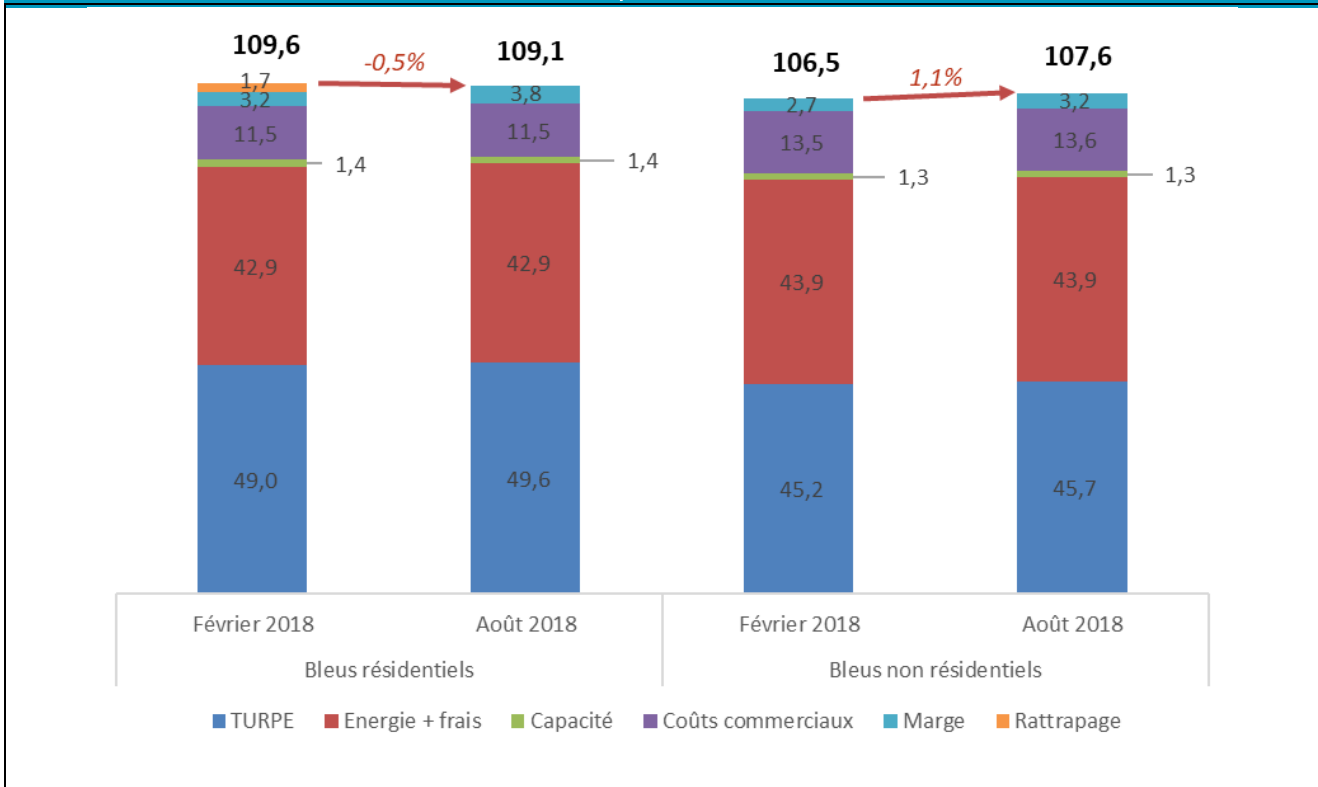
La CRE considère que les montants non couverts sur l'exercice tarifaire 2012 ont été entièrement rattrapés. La CRE n'intègre désormais plus de composante de rattrapage pour couvrir ces montants.

6. SYNTHÈSE DU MOUVEMENT

Les barèmes de prix des TRVE annexés à la présente délibération sont l'addition de l'empilement tarifaire précédemment exposé, qui a pour objet d'assurer la contestabilité des TRVE.

Le graphique ci-dessous présente la décomposition des TRVE et leur évolution moyenne, en niveau :

Figure 5 : Evolution moyenne en niveau des tarifs réglementés de vente (en €/MWh, calculs fondés sur la base de données clients au TRV d'EDF au 31 décembre 2017)



7. COÛTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF

Dans sa décision n° 386078 du 15 juin 2016, le Conseil d'Etat 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 ».

Sur le fondement de cette décision, la CRE a demandé à EDF de lui transmettre les éléments méthodologiques nécessaires au calcul des frais financiers et leur estimation s'agissant de l'activité de fourniture aux TRVE, pour les exercices 2017 (réalisés) et 2018 (prévisionnels). Au vu des éléments transmis par EDF, la CRE constate que les TRVE proposés assurent 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.

8. BAREMES TARIFAIRES

Les barèmes tarifaires proposés par la CRE figurent en annexe. Ils tiennent compte des contraintes et spécificités listées ci-après.

8.1 Arrêté des ministres encadrant la construction de la structure des TRVE

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 " ;*
- *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. [...]* »

Le projet d'arrêté soumis à la CRE pour avis fixait, pour les tarifs bleus résidentiels, à 38 % le plafonnement du montant de la part fixe et à 7 le niveau minimal du ratio susmentionné.

Dans sa délibération du 7 juin 2018, la CRE a rendu un avis défavorable sur le plafonnement de la part fixe et un avis favorable sur le ratio minimal à appliquer à au moins une option des tarifs réglementés résidentiels.

L'arrêté du 11 juillet 2018 pris en application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie modifie les dispositions du projet d'arrêté en fixant à 43 % le plafonnement du montant de la part fixe et à 7 le niveau minimal du ratio susmentionné.

Le plafonnement de la part fixe concerne uniquement l'option Base 3 kVA, la part fixe de l'ensemble des autres options du tarif bleu résidentiel étant inférieure à 43% de la facture hors taxe. Le déficit de recettes lié au plafonnement est compensé par une hausse de la part variable de ces mêmes consommateurs.

Lors des précédentes délibérations de la CRE et en application des dispositions permettant un lissage des évolutions en structure des tarifs afin d'éviter « *des évolutions de factures d'amplitudes excessives* » (article R 337-20-1, voir paragraphe 8.2 ci-après), la CRE avait souhaité limiter la hausse de la facture moyenne hors taxes pour les clients de puissance souscrite 3 kVA. Sans ce lissage, il aurait fallu appliquer une hausse de 15% au 1^{er} août 2016 à ces clients. La CRE propose dans la présente délibération de finaliser le lissage. Cela représente une hausse de +6,4% dans la présente proposition.

Par ailleurs, la CRE propose de continuer à appliquer le ratio minimal de 7 prévu par l'arrêté du 11 juillet 2018 à la seule option Tempo résidentiel.

8.2 Lissage des évolutions tarifaires

En application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, « *la Commission de régulation de l'énergie veille à ne pas exposer la structure des tarifs, en ce qui concerne en particulier la répartition des coûts entre la part fixe et la part proportionnelle à l'électricité consommée et la différenciation des tarifs entre les périodes tarifaires, à des changements brusques ou à une instabilité susceptibles de nuire à la lisibilité des signaux tarifaires pour les consommateurs ou de conduire à des évolutions de factures d'amplitudes excessives au fil de périodes successives.* »

8.2.1 Les évolutions en structure des options à effacement sont lissées sur trois ans

La CRE propose de terminer le lissage en structure pour les options à effacement TEMPO professionnel et EJP résidentiel et professionnel. Ainsi, pour ces options, la structure est désormais celle de l'empilement des coûts tel que défini à l'article L. 337-6 du code de l'énergie pour chaque poste horosaisonnier.

Pour l'option TEMPO résidentielle, les ratios entre les cinq postes les moins chers sont donnés par l'empilement des coûts tandis que le ratio entre la période la plus chère et la période la moins chère est fixé à 7, conformément à l'arrêté du 11 juillet 2018.

8.2.2 Tarifs « exotiques » bleus

Le tarif bleu non résidentiel pour utilisation longue sans comptage, souscrit par environ 30 000 sites de puissance inférieure à 2,2 kVA, ne comprend qu'un abonnement en €/kVA. En application des mêmes dispositions mentionnées ci-dessus relatives aux lissages des évolutions tarifaires permettant d'éviter « des évolutions de factures d'amplitudes excessives », la CRE avait souhaité lisser sur plusieurs années la hausse à réaliser pour atteindre le niveau cible de ce tarif.

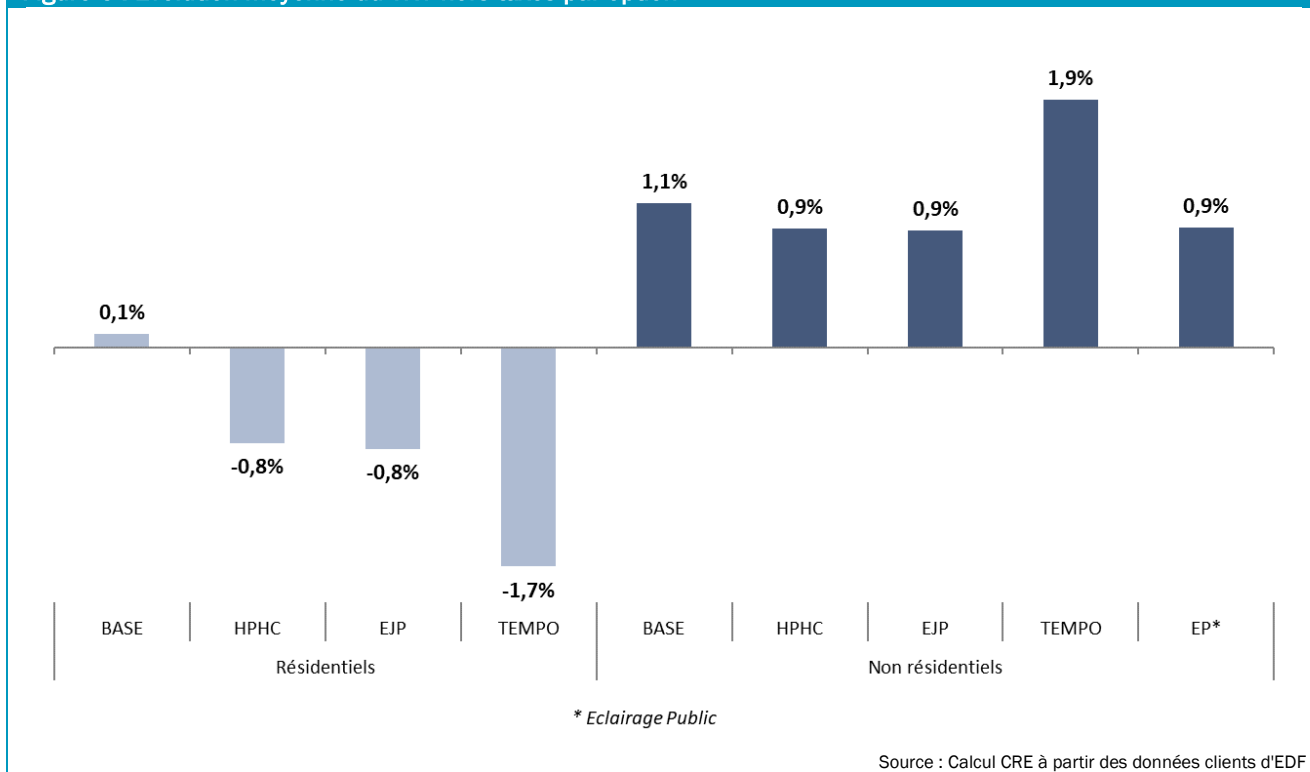
La CRE propose de terminer le lissage en niveau du tarif bleu non résidentiel pour utilisation longue sans comptage. Le niveau de ce tarif est désormais cohérent avec l'empilement des coûts tel que défini à l'article L. 337-6 du code de l'énergie

Le tarif bleu non résidentiel pour fourniture à partir de moyens de production non raccordés au réseau, qui s'applique à 700 clients, est proposé aux sites dont le raccordement au réseau de distribution serait trop onéreux pour la collectivité. La CRE fait évoluer ces tarifs au même rythme moyen que les autres tarifs bleus.

9. EFFETS DES ÉVOLUTIONS TARIFAIRES EN STRUCTURE SUR LES FACTURES DES CONSOMMATEURS PAR OPTION TARIFAIRE

Le mouvement proposé occasionne une baisse de -0,5% en moyenne des TRVE hors taxes pour les consommateurs aux tarifs bleus résidentiels et de +1,1% en moyenne pour les consommateurs aux tarifs bleus non résidentiels. Les évolutions par option tarifaire sont détaillées dans le graphique ci-après.

Figure 6 : Évolution moyenne du TRV hors taxes par option



PARTIE 2 : LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN ZNI

1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Comme indiqué en introduction, le Conseil d'Etat estime que dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), la réglementation en vigueur n'est pas contestée et n'apparaît pas contestable et que la situation très particulière des ZNI justifie un traitement identique de l'ensemble des consommateurs dans ces zones. En conséquence, les tarifs bleus applicables en France métropolitaine pour les clients non résidentiels qui y sont éligibles s'appliquent à l'identique à l'ensemble des consommateurs non résidentiels des ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36kVA, y compris les sites « appartenant à des grandes entreprises ».

Les barèmes tarifaires pour les consommateurs des ZNI raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA sont présentés dans une partie *ad hoc*.

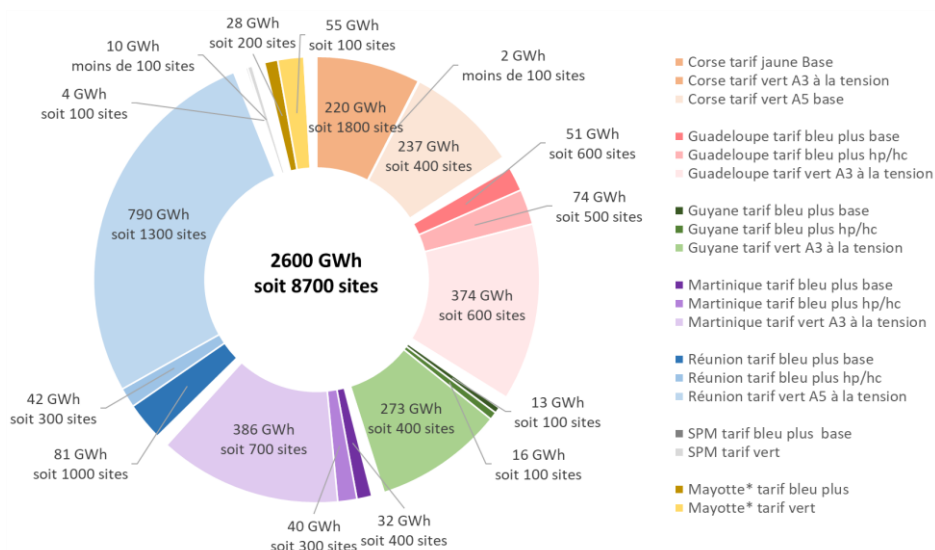
3. DEUX OPTIONS TARIFAIRES SONT PROPOSEES PAR LA CRE AUX CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPERIEURE A 36KVA OU RACCORDES EN HAUTE TENSION : L'OPTION « TRANSITION ENERGETIQUE », DEPUIS LE 1^{ER} AOUT 2017, REFLETANT L'ÉVOLUTION DES SYSTEMES ELECTRIQUES ET L'OPTION « HISTORIQUE » PROPOSEE PREALABLEMENT

3.1 Etat des lieux

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)

Ce chapitre se focalise sur les TRVE proposés aux consommateurs raccordés en basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36kVA d'une part, et, les consommateurs raccordés en haute tension d'autre part. La répartition de la consommation de ces consommateurs au 31 décembre 2017 est indiquée dans le graphique ci-dessous. Le nombre de sites correspondant est également affiché.



*Données de 2014 pour Mayotte
Source : EDF SEI et EDM

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.



Les consommateurs raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36kVA représentent 70% de la consommation dans les ZNI, soit de l'ordre de 6 TWh.

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

Les TRVE sont construits en niveau de manière à respecter le principe de péréquation précisé à l'article R.337-19-1 du code de l'énergie. Les TRVE évoluent en niveau dans les mêmes proportions que les coûts de l'électricité en métropole continentale.

La CRE maintient, pour l'évaluation de l'évolution du niveau moyen de ces tarifs, la même méthodologie, décrite ci-après, que celle retenue dans ses propositions tarifaires du 13 juillet 2016, du 6 juillet 2017 et du 11 janvier 2018, et présentée dans sa consultation publique du 18 février 2016.

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

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

Les composantes « énergie » et « capacité » sont déterminées à partir des outils développés par la CRE et utilisés pour l'élaboration des TRVE en France métropolitaine continentale. La méthodologie d'évaluation de ces composantes correspond à celle développée par la CRE pour les tarifs bleus de France métropolitaine continentale. Ces composantes, ainsi que celle de coûts de commercialisation ont été mises à jour lors du mouvement tarifaire du 1^{er} février 2018 et la CRE propose donc de les conserver pour ce mouvement tarifaire.

La composante « acheminement » est mise à jour afin de prendre en compte les nouveaux barèmes du TURPE définis dans la délibération de la CRE du 28 juin 2018 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 « rémunération normale » applicable à chaque couleur tarifaire évolue à due proportion des coûts de l'électricité hors taxes pour les consommateurs de cette catégorie en France métropolitaine continentale. En 2015, cette rémunération représentait 1,5% du tarif hors taxe pour les clients au tarif jaune et 1,7% pour les clients au tarif vert. La CRE estime dès lors les rémunérations normales applicables dans le cadre du calcul du coût de l'électricité en métropole continentale à 1,5% du tarif hors taxe pour les clients raccordés en basse tension et 1,7% du tarif hors taxe pour les clients raccordés en haute tension.

L'évolution des coûts de l'électricité en métropole continentale est déterminée en comparant les coûts de l'électricité au premier semestre 2018 d'une part et au second semestre 2018 d'autre part.

Le niveau des TRVE évolue de :

- - **0,3 %** pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA ;
- - **0,3 %** pour les consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA.

3.3 Evolution en structure

Depuis le 1^{er} août 2017, de nouvelles options dite « TE » sont proposées aux clients en parallèle des options « historiques » qui existaient préalablement. Ces deux options évoluent en niveau selon les taux présentés dans la partie précédente afin de respecter le principe de péréquation tarifaire.

Si les options « historiques » et « TE » peuvent depuis lors toutes deux être souscrites par les clients dans les ZNI, les options « TE » ont vocation à être les seules options proposées à terme. Afin d'éviter de trop fortes variations de factures pour certains clients liées au passage vers l'option « TE », la CRE avait proposé de réaliser un lissage sur plusieurs années de la structure des options « historiques » avant de mettre ces options en extinction et finalement de les supprimer, le basculement vers les options « TE » n'occasionnant alors que peu d'impact sur la facture des consommateurs.

Dans sa délibération du 6 juillet 2017, la CRE avait indiqué que les délais et les modalités de convergence devaient être déterminés à l'issue d'une concertation avec les acteurs concernés que la CRE a engagée en mars 2018.

Lors de ces réunions de concertation, la CRE a fait part de ses analyses relatives aux évolutions de factures par secteur d'activité liées au passage de l'option « historique » vers l'option « TE ». Les acteurs avaient en ce sens fait part de leur souhait, lors de la première réunion de concertation du 19 mai 2017, que soient mieux identifiés les clients, et plus largement les secteurs d'activité, pour lesquels les évolutions de factures seront les plus

significatives, afin de mettre en place, le cas échéant, des mesures d'accompagnement spécifiques. Sur le fondement de ces analyses, la CRE a proposé le calendrier suivant :

- Lissage progressif de la structure des options « historiques » à partir du mouvement de cet été jusqu'au mouvement tarifaire de l'été 2022 ;
- Mise en extinction des options « historiques » lors du mouvement tarifaire de l'été 2022 ;
- Suppression des options « historiques » lors du mouvement tarifaire de l'été 2024.

Les données de consommation qu'EDF SEI a pu transmettre à la CRE dans le cadre des analyses mentionnées précédemment étaient toutefois incomplètes. Les données de consommation pour l'ensemble du portefeuille de clients, présentant au moins un an d'historique, ne seront disponibles que fin 2019. En conséquence, la CRE remettra à jour ses analyses d'impact facture à cette échéance.

De même, un nouveau cadre de compensation des actions de MDE est discuté actuellement au sein des comités MDE de chaque ZNI, qui doivent jouer un rôle prépondérant dans le dimensionnement de ces actions afin de les rendre les plus cohérentes et efficaces avec les besoins des acteurs locaux. Ces actions de MDE doivent permettre aux consommateurs d'agir sur leurs consommations, en particulier dans les périodes de tension du système électrique reflétées par les nouvelles options tarifaires TE, et ainsi atténuer l'impact du basculement des options historiques vers les options TE. Les cadres de compensation de chaque territoire sont transmis à la CRE, qui doit les valider. La CRE rappelle que l'objectif est qu'au plus tard au 1^{er} janvier 2019, l'ensemble des actions de MDE mises en œuvre reposent sur le nouveau cadre de compensation.

La CRE propose de réexaminer la pertinence du calendrier proposé précédemment à l'aune de ces deux éléments lors des travaux préparatoires aux mouvements tarifaires de l'été 2020 et de réajuster le cas échéant, si cela est nécessaire, la durée du lissage et les dates de mise en extinction et de suppression des options « historiques ».

Dans le cadre de la présente proposition tarifaire, la CRE propose de réaliser un premier pas du lissage des options « historiques ». La CRE propose que le lissage soit d'ampleur limitée tant que les analyses complémentaires évoquées ci-dessus n'ont pas été réalisées et propose ainsi de faire évoluer les barèmes des options historiques de 5% vers la structure cible.

Cas de l'autoconsommation

A l'instar de la métropole continentale, les barèmes présentés en annexe intègrent les spécificités des consommateurs dans les ZNI participant à des opérations d'autoconsommation individuelles ou collectives.

3.4 Rémanence d'octroi de mer

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

La loi relative à l'octroi de mer (loi n° 2004-639 du 2 juillet 2004 – Article 46) accorde à EDF et EDM le droit de répercuter sur leurs tarifs de vente d'électricité hors taxes le montant net d'octroi de mer qu'ils supportent. Ce montant est appelé la rémanence d'octroi de mer. Il est déterminé comme étant la différence entre :

- les montants d'octroi de mer payés sur les acquisitions de biens d'exploitation qui n'ont pas été compensés ;
- les montants d'octroi de mer collectés sur les ventes d'électricité aux clients finals et les montants facturés aux clients dans le cadre de la rémanence de l'octroi de mer.

L'assiette de calcul des majorations, calculée pour chaque territoire, est ensuite répartie entre les tarifs en vigueur (tarif bleu et tarif vert) au prorata des prévisions de ventes pour l'année à venir, la majoration tarifaire de la BT (basse tension) devant être supérieure de 10% à celle de la MT (moyenne tension).

La rémanence d'octroi de mer est exprimée en c€/kWh, par division par les volumes de vente respectifs des consommateurs aux tarifs bleus et verts pour chaque ZNI.

Dans le cas, où la rémanence serait négative sur une année, celle-ci serait ramenée à zéro pour l'année considérée.

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

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

DECISION

La CRE propose les barèmes de prix, figurant dans les annexes 3, 4, 5 et 6 de la présente délibération, applicables respectivement aux clients résidentiels en métropole continentale, aux clients professionnels en métropole continentale, aux clients aux tarifs jaune et vert de métropole continentale et les barèmes applicables dans les ZNI. La CRE recommande que ces barèmes fassent chacun l'objet d'un arrêté spécifique.

Cette délibération sera transmise au ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire ainsi qu'au ministre de l'Economie et des Finances.

Délibéré à Paris, le 12 juillet 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO