



## DELIBERATION N° 2020-002

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 janvier 2020 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.

La CRE considère nécessaire de réévaluer le niveau des TRVE dès à présent, compte tenu des évolutions suivantes :

- l'augmentation des prix sur les marchés de gros de l'énergie ainsi que le niveau d'écrêtement de l'ARENH pour l'année 2020 ;
- l'augmentation des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition en certificats d'économie d'énergie ;
- le rattrapage de l'écart entre coûts et recettes des TRVE constaté pendant l'année 2019, lié notamment à l'entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> juin 2019 de la proposition tarifaire de la CRE du 7 février 2019.

La présente délibération de la CRE porte en conséquence proposition d'une évolution des TRVE aux ministres de l'énergie et de l'économie, en application des dispositions de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, afin de prendre en compte ces évolutions.

Lors des auditions menées en amont de la proposition tarifaire, la CRE s'est interrogée longuement sur l'opportunité de réaliser ces rattrapages sur deux ou trois ans. À l'issue des discussions, la CRE retient une période de deux ans sur le fondement de l'analyse présente au paragraphe 5 de la présente délibération.

Par ailleurs, la CRE a indiqué aux acteurs de marché qu'elle étudierait d'ici la prochaine proposition tarifaire :

- la possibilité de prendre en compte le retard structurel d'entrée en vigueur des TRVE (qui intervient au plus tôt le 1<sup>er</sup> février) alors que les coûts hors acheminement évoluent au 1<sup>er</sup> janvier ;
- la façon d'améliorer la transparence sur les coûts d'acquisition des CEE et l'hypothèse de les isoler dans une composante de coût spécifique.

Comme mentionné précédemment, les évolutions proposées dans la présente délibération intègrent, à l'instar des délibérations de la CRE du 7 février 2019 et du 25 juin 2019, l'effet de l'atteinte du plafond ARENH. Au guichet de novembre 2019, les demandes d'ARENH pour livraison en 2020 ont été supérieures à celles pour livraison en 2019 (147 TWh pour 2020 contre 133 TWh pour 2019), entraînant un écrêtement plus important des demandes des fournisseurs. L'effet de cet écrêtement est toutefois contrebalancé par des prix de marché sur la période de cotation du 2 décembre 2019 au 23 décembre 2019 sensiblement plus bas que les prix constatés en décembre 2018.

Il n'en reste pas moins que le système de l'ARENH fixé il y a plusieurs années est désormais obsolète, et qu'il doit évoluer.

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.

Le mouvement tarifaire proposé consiste en une évolution du niveau moyen de +3,1 % HT, ce qui représente 3,6 €/MWh, soit 2,4 % TTC et qui se décompose en :

- + 3,6 €/MWh soit + 3,0 % HT ou + 2,4 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 3,7 €/MWh soit + 3,1 % HT ou + 2,4 % TTC, pour les tarifs bleus applicables aux consommateurs professionnels éligibles.

Cette hausse représente 21 €/an en moyenne sur la facture d'un consommateur résidentiel d'EDF.

S'agissant des tarifs réglementés de vente d'électricité dans les ZNI (à l'exception du territoire de Wallis et Futuna)

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.

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'approvisionnement sur les marchés de gros en énergie et en garanties de 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 énoncé à l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

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

- + 3,0 % HT pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 3,1 % HT pour les tarifs bleus professionnels ;
- + 1,4 % 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) ;
- + 1,5 % HT pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

Par ailleurs, conformément à ce qu'elle a annoncé précédemment, la CRE propose de maintenir inchangée la structure des TRVE bleus+, jaunes et verts qu'elle avait commencé à faire évoluer progressivement vers la cible lors de ses propositions tarifaires du 18 juillet 2018 et du 25 juin 2019. Elle mettra à jour au printemps 2020 l'étude qu'elle avait réalisée au printemps 2018 de l'impact sur les factures et des mesures pouvant être mises en œuvre pour accompagner l'évolution de la structure tarifaire historique vers les structures « transition énergétique », représentatives des fonctionnements des parcs de production dans chaque ZNI.

S'agissant des tarifs réglementés de vente applicables sur le territoire de Wallis et Futuna

En application de l'arrêté du 29 juin 2016 relatif à la procédure et aux conditions d'alignement des TRVE dans les îles Wallis et Futuna sur les TRVE en métropole, la CRE propose pour la première fois dans la présente délibération des TRVE applicables sur le territoire de Wallis-et-Futuna.

\*\*\*

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer au plus tôt et le premier jour d'un mois calendaire.

\*\*\*

Les méthodologies ainsi que les hypothèses retenues par la CRE pour établir sa proposition sont explicitées dans la présente délibération. Les barèmes de prix en résultant sont présentés en annexe. Ils intègrent les spécificités propres aux consommateurs participant à des opérations d'autoconsommation individuelles ou collectives.

La présente délibération distingue les barèmes applicables aux clients résidentiels en métropole continentale, aux clients professionnels éligibles en métropole continentale, aux clients aux tarifs 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.

16 janvier 2020

Par ailleurs, conformément à sa politique de transparence, la CRE publie en *opendata* sur son site internet (<https://www.cre.fr/pages-annexes/open-data>) les données détaillées mentionnées à l'annexe 2.

\*\*\*

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

# SOMMAIRE

<b>PARTIE 1 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE .....</b>	<b>6</b>
<b>1. CADRE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE .....</b>	<b>6</b>
<b>2. PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE .....</b>	<b>6</b>
<b>3. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT .....</b>	<b>7</b>
3.1 DEFINITION DE L'EMPILEMENT .....	7
3.2 OBJECTIF DE L'EMPILEMENT : ASSURER LA CONTESTABILITE DES TRVE .....	7
3.3 PROFILS DE CONSOMMATION.....	8
<b>4. METHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT .....</b>	<b>8</b>
4.1 COUT DE L'APPROVISIONNEMENT A L'ARENH .....	8
4.2 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT AU MARCHÉ.....	9
4.2.1 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE AU MARCHÉ.....	9
4.2.2 COUT DU COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN CAPACITE AU MARCHÉ .....	10
4.2.3 COUT DE COMPLEMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET EN GARANTIES DE CAPACITE CONSECUTIF A L'ECRETEMENT DE L'ARENH.....	10
4.2.4 FRAIS LIES A L'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET EN GARANTIES DE CAPACITE.....	11
4.2.5 SYNTHESE DE L'EVOLUTION DU COUT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET EN GARANTIES DE CAPACITE.....	11
4.3 COUTS D'ACHEMINEMENT (TURPE) .....	11
4.4 COUTS DE COMMERCIALISATION.....	12
4.4.1 EVOLUTIONS DES COUTS DE COMMERCIALISATION INCLUANT LES COUTS D'ACQUISITION DES CERTIFICATS D'ECONOMIE D'ENERGIE (CEE) D'EDF AU PERIMETRE TRVE.....	13
4.4.2 AFFECTATION DES COUTS DE COMMERCIALISATION D'EDF PAR CATEGORIE DE CLIENT .....	13
4.4.3 COMPOSANTE DES COUTS DE COMMERCIALISATION UNITAIRES RETENUE DANS LES TRVE .....	14
4.5 REMUNERATION NORMALE DE L'ACTIVITE DE FOURNITURE .....	15
4.5.1 LA REMUNERATION NORMALE DE L'ACTIVITE DE FOURNITURE PERMET DE COUVRIR LES RISQUES SUPPORTES PAR LES FOURNISSEURS.....	15
4.5.2 LA CRE PROPOSE DE MAINTENIR INCHANGE LE NIVEAU DE MARGE, EN €/MWH, RETENU DANS LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE.....	16
<b>5. RATTRAPAGES TARIFAIRES.....</b>	<b>16</b>
<b>6. SYNTHESE DU MOUVEMENT .....</b>	<b>17</b>
<b>7. COUVERTURE DES COUTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF .....</b>	<b>18</b>
<b>8. BAREMES TARIFAIRES .....</b>	<b>18</b>
<b>9. EFFETS DES EVOLUTIONS TARIFAIRES EN STRUCTURE SUR LES FACTURES DES CONSOMMATEURS PAR OPTION TARIFAIRE.....</b>	<b>18</b>
<b>PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN ZNI .....</b>	<b>19</b>
<b>1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE .....</b>	<b>19</b>
<b>2. LES TARIFS REGLEMENTES POUR LES CONSOMMATEURS RACCORDES EN BASSE TENSION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFÉRIEURE OU ÉGALE A 36 KVA SONT MAINTENUS IDENTIQUES A CEUX DE METROPOLE CONTINENTALE .....</b>	<b>20</b>
<b>3. EVOLUTIONS DES TRVE POUR LES CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPERIEURE A 36 KVA OU RACCORDES EN HAUTE TENSION .....</b>	<b>21</b>
3.1 ETAT DES LIEUX.....	21
3.2 EVOLUTION EN NIVEAU : L'ENSEMBLE DES TARIFS RESPECTE LE PRINCIPE DE PEREQUATION TARIFAIRE..	21
3.3 EVOLUTION EN STRUCTURE .....	22

3.4 TARIFS JAUNE ET VERT APPLICABLES A WALLIS-ET-FUTUNA .....	23
3.5 REMANENCE D'OCTROI DE MER .....	23
<b>DECISION.....</b>	<b>24</b>

## **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 une partie des clients professionnels souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA<sup>1</sup>.

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 les TRVE aux ministres de l'énergie et de l'économie.

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

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRVE<sup>2</sup>.

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

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

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

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

Ainsi, l'article 64 de cette loi prévoit qu'à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2020, l'article L. 337-7 du code de l'énergie est rédigé de la manière suivante : « *Les tarifs réglementés de vente d'électricité mentionnés à l'article L. 337-1 bénéficient, à leur demande, pour leurs sites souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kilovoltampères :*  
« 1° *Aux consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation ;*

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

### **2. PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE**

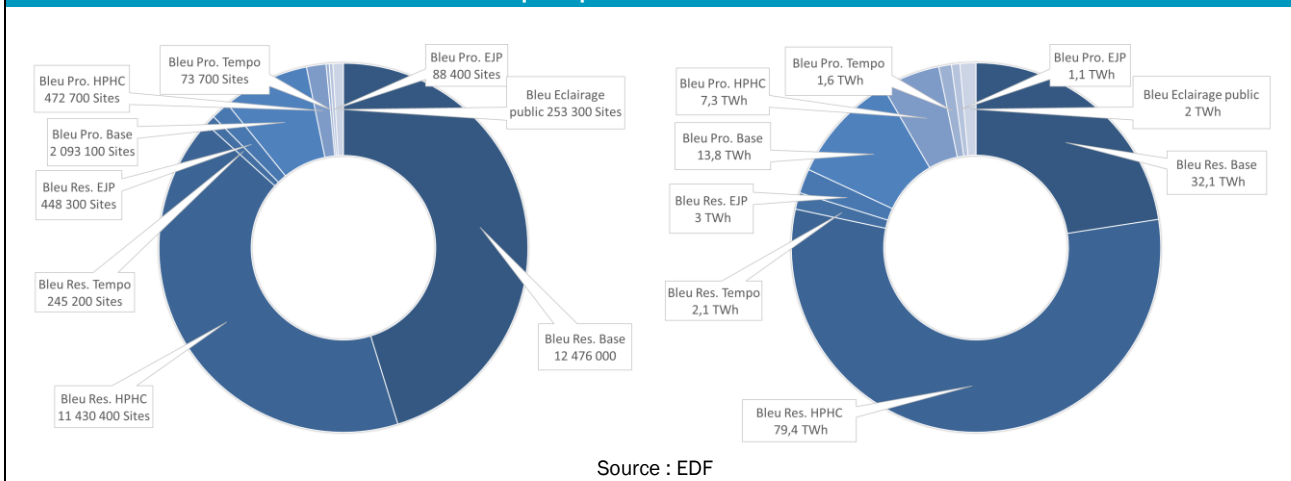
Les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) bleus résidentiels et professionnels comprennent respectivement 4 et 5 options tarifaires. Au 30 septembre 2019<sup>3</sup>, les TRVE représentent 25 millions de sites résidentiels (soit 73 % des sites) et 3 millions de sites « petits professionnels » (soit 67 % des sites). Le nombre de sites et les volumes de consommation à température normale des clients au TRVE chez EDF au 31 décembre 2018 sont représentés ci-dessous. Ces données sont remises à jour une fois par an.

<sup>1</sup> Article L. 337-7 du code de l'énergie

<sup>2</sup> 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.* »

<sup>3</sup> Cf. Observatoire des marchés de détail du 3<sup>ème</sup> trimestre 2019 de la CRE

Figure 1 : Répartition en nombre de sites et en volume à température normale des clients ayant souscrit un TRVE bleus chez EDF au 31 décembre 2018 par option tarifaire



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 moins de 5 000 sites. Il subsiste également des offres de fourniture aux TRVE dites « atypiques<sup>4</sup> » ou « exotiques »<sup>5</sup> 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 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 ;
- 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 TRVE

La tarification par empilement vise à garantir la « contestabilité » des TRVE, qui se définit comme « la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés<sup>6</sup> ».

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

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

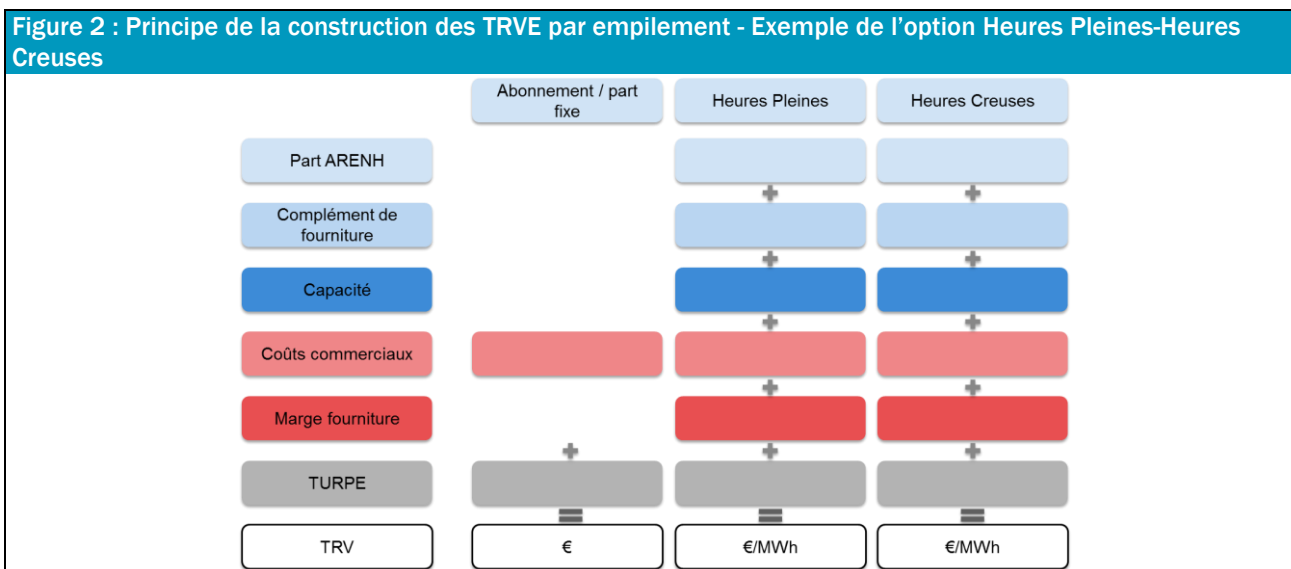
Les acteurs de marché se sont majoritairement déclarés favorables au calcul de l'empilement à cette maille tarifaire dans leur réponse à la consultation publique lancée par la CRE le 18 février 2016.

<sup>4</sup> TRV verts et tarifs jaunes de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension.

<sup>5</sup> TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.

<sup>6</sup> Conseil d'État, ordonnance du juge des référés du 7 janvier 2015 N° 386076, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE).

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



Dans la présente proposition, le coût d’approvisionnement en énergie et en capacité correspond, en structure et en niveau, aux coûts d’un fournisseur s’approvisionnant à l’ARENH et au marché.

### 3.3 Profils de consommation

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

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

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

Couleur tarifaire	Option tarifaire	Profil correspondant
Bleu résidentiel	Base (≤ 6 kVA)	RES 1
	Base (> 6 kVA)	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.

## 4. METHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT

### 4.1 Coût de l’approvisionnement à l’ARENH



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

Le prix de l'ARENH pour livraison en année calendaire 2020 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 en l'absence d'atteinte du plafond ARENH sont présentés ci-après :

**Tableau 2 : Droits ARENH par profil de consommation (hors effet de l'écrêtement) en % de l'énergie consommée**

PRO1	PRO2	PRO3	PRO4	PRO5	RES11	RES1	RES2	RES3	RES4	Total
64%	71%	68%	78%	96%	76%	81%	63%	49%	70%	68%

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

**Tableau 3 : Droits ARENH par profil de consommation (hors effet de l'écrêtement) en % de l'obligation de capacité**

PRO1	PRO2	PRO3	PRO4	PRO5	RES11	RES1	RES2	RES3	RES4	Total
29%	33%	32%	6%	126%	38%	55%	27%	45%	3%	29%

La CRE a annoncé dans son communiqué de presse du 29 novembre 2019 que les volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs alternatifs lors du guichet de novembre 2019 s'élevaient à 147,0 TWh hors filiales contrôlées par EDF et hors pertes. En application de l'article R. 336-18 du code de l'énergie et de sa délibération du 30 octobre 2019<sup>7</sup>, la CRE a réparti les 100 TWh d'ARENH au prorata des demandes des fournisseurs, hors filiales contrôlées par EDF.

Ainsi, dans la présente proposition tarifaire, la CRE propose de considérer que chaque consommateur a reçu 68,0% de son droit ARENH.

## **4.2 Coût du complément d'approvisionnement au marché**

### **4.2.1 Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché**

Le complément d'approvisionnement au marché correspond au coût d'approvisionnement en énergie de la part de la courbe de charge restant à approvisionner après l'achat des volumes d'ARENH (avant écrêtement lié à l'atteinte du plafond ARENH). Le calcul du complément d'approvisionnement au marché lié à l'écrêtement ARENH est traité dans un deuxième temps dans la partie 4.2.3.

Le complément d'approvisionnement au marché est réalisé par des achats ou reventes à chaque heure des volumes associés sur le marché de gros à terme.

Conformément à la méthodologie présentée dans ses précédentes propositions tarifaires, la CRE applique une période de lissage du prix de marché pour le calcul du coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché sur 24 mois. Le prix moyen résultant est égal à la moyenne arithmétique sur la période considérée des cotations pour 2020 soit 48,3 €/MWh pour un produit de type calendaire base contre 43,1 €/MWh pour 2019 et de 61,84 €/MWh pour un produit de type calendaire pointe pour 2020 contre 56,2 €/MWh pour 2019.

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.

La hausse des TRVE due à l'augmentation des prix de marché de l'énergie – hors effet du rationnement de l'ARENH – est de 2,4 €/MWh HT soit 1,5 % TTC.

La couverture des coûts associés aux aléas de consommation et de portefeuille est intégrée à la composante de rémunération normale de l'empilement tarifaire présentée au paragraphe 4.5.

\*\*\*

Les dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoient 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.* ».

<sup>7</sup> Délibération de la CRE du 30 octobre 2019 portant décision sur la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de dépassement du plafond prévu par la loi et portant orientations sur les principes retenus pour le calcul du complément de prix

Comme dans ses précédentes propositions tarifaires la CRE retient une structure des TRVE calculée selon un approvisionnement au marché quand les prix de marché sont inférieurs à l'ARENH et selon un approvisionnement à l'ARENH et un complément d'approvisionnement au marché sinon.

Dans les conditions de la présente proposition tarifaire, comme c'était déjà le cas pour l'année 2019, le prix de marché utilisé pour le calcul du complément d'approvisionnement excède le prix de l'ARENH.

La CRE propose donc de construire la structure des TRVE, comme en 2019, selon un approvisionnement à l'ARENH et un complément d'approvisionnement au marché.

#### **4.2.2 Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché**

L'article L. 337-6 du code de l'énergie prévoit qu'en addition du coût d'approvisionnement en énergie, les TRVE intègrent le coût d'acquisition des garanties de capacité. L'article R. 337-19 du code de l'énergie prévoit d'affecter la totalité de ce coût aux parts variables du tarif (en c€/kWh).

Le calcul de l'obligation de capacité de chaque consommateur est réalisé en application de la méthodologie prévue par les dispositions des articles R. 335-1 et suivants du code de l'énergie et celles des règles du mécanisme de capacité mentionnées à l'article R. 335-1 du code de l'énergie. L'obligation en capacité de chaque sous-profil est dépendante de la moyenne de la consommation 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 ». Celles-ci étant connues *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 a été présentée dans la consultation publique du 18 février 2016<sup>8</sup>. Par ailleurs, le produit ARENH contient des garanties de capacité qui sont prises en compte le cas échéant en déduction de l'obligation de chaque sous-profil.

La CRE a lancé une consultation publique le 29 novembre 2018 à l'issue de laquelle elle a indiqué dans la délibération du 7 février 2019, qu'elle considérerait que les fournisseurs s'approvisionnent en garanties de capacité en lissant sur l'ensemble des enchères réalisées sur les deux ans précédant la livraison, en cohérence avec la stratégie retenue pour l'approvisionnement en énergie.

En conséquence, dans la présente proposition tarifaire, le prix de référence pour le complément d'approvisionnement en capacité – hors effet de l'écrêtement ARENH – est la moyenne des prix révélés lors des six enchères de capacité ayant eu lieu entre le 21 mars 2019 et le 12 décembre 2019 et portant sur l'année de livraison 2020. Le prix résultant s'établit à 19 458 €/MW au lieu de 17 365 €/MW pour l'année 2019.

La hausse des TRVE due à l'augmentation du prix de marché de la capacité – hors effet du rationnement de l'ARENH – est de 0,3 €/MWh HT soit 0,2 % TTC.

\*\*\*

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

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

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

En conséquence, la CRE propose de répliquer dans cette proposition les effets de cet écrêtement en réduisant la part d'approvisionnement à l'ARENH à due proportion de l'écrêtement des volumes. La CRE a détaillé la méthodologie qu'elle retient dans la délibération du 11 janvier 2018. Cette interprétation ainsi que la méthodologie retenue par la CRE ont été validées par le Conseil d'État dans sa décision n° 431902 du 6 novembre 2019.

La CRE avait par ailleurs consulté les acteurs en octobre 2019 sur une évolution de la méthodologie de calcul du coût du complément d'approvisionnement en énergie consécutif à l'écrêtement de l'ARENH. Toutefois, après analyse des retours et de la table ronde organisée avec les fournisseurs principaux du marché, la CRE a décidé dans sa délibération du 17 octobre 2019 de maintenir la méthodologie détaillée dans la délibération du 11 janvier 2018.

En conséquence, le complément d'approvisionnement en énergie consécutif à l'écrêtement de l'ARENH est approvisionné de façon lissée sur les marchés de gros, entre le 2 décembre 2019 et le 23 décembre 2019. Le prix moyen du produit Calendaire Base 2020 sur cette période s'élève à 46,6 €/MWh, soit moins que le prix de marché lissé

<sup>8</sup> 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).

sur 24 mois retenu pour le calcul du complément d’approvisionnement hors effet lié à l’écèlement de l’ARENH (48,3 €/MWh).

En outre, l’approvisionnement en garanties de capacité suite à l’écèlement de l’ARENH est réalisé intégralement lors de l’enchère du 12 décembre 2019, au prix de 16 584 €/MW.

En conséquence, le coût moyen lié au complément d’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité sur le marché consécutif à l’écèlement de l’ARENH est de 1,4 €/MWh HT, soit 0,9 % du tarif TTC.

Pour rappel, ce coût est de 3,3 €/MWh HT dans les TRVE actuellement en vigueur. La diminution s’explique par le niveau des prix de marché de décembre 2019 pour 2020 (46,6 €/MWh), inférieur au prix de marché de décembre 2018 pour 2019 (59,4 €/MWh) dont l’effet baissier l’emporte sur l’effet de l’augmentation du taux d’écèlement de l’ARENH. Ainsi, le coût du complément d’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité consécutif à l’écèlement de l’ARENH diminue de 1,9 €/MWh soit une baisse de 1,2 % TTC.

#### 4.2.4 Frais liés à l’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité

##### 4.2.4.1 Frais d’accès au marché de l’énergie et de la capacité

L’approvisionnement au marché en énergie et en garanties de capacité intègre des frais spécifiques pris en compte dans les TRVE. Ces frais sont listés dans les tableaux ci-dessous :

**Tableau 4 : Frais d’accès au marché EEX<sup>9</sup>**

Frais d’accès aux produits à terme	Futures total trading and clearing fees	0,125 €/MWh échangé
	Futures delivery fees	0,01 €/MWh livré
Frais d’accès au marché Spot	Day-ahead total trading and clearing fees	0,085 €/MWh échangé
Frais d’accès au marché de capacité	Day-ahead trading and clearing fees	4,0 €/Garantie échangée

##### 4.2.4.2 Autres éléments de coûts intégrés au TRVE

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

**Tableau 5 : Autres éléments de coûts pris en compte dans les TRVE**

Garanties liées aux approvisionnements 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 <sup>10</sup>
Frais de soutirage RTE	0 €/MWh <sup>11</sup>
Contribution sociale de solidarité des sociétés	0,26 €/MWh <sup>12</sup>

#### 4.2.5 Synthèse de l’évolution du coût d’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité

Le coût de l’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité augmente de 0,8 €/MWh HT soit 0,5% TTC.

**Figure 3 : Synthèse de l’évolution des coûts d’approvisionnement en énergie et en garanties de capacité**

Approvisionnement en énergie et en capacité consécutif à l’écèlement de l’ARENH	- 1,9 €/MWh HT	- 1,2 % TTC
Complément d’approvisionnement en énergie hors effet de l’écèlement de l’ARENH	+ 2,4 €/MWh HT	+ 1,5 % TTC
Complément d’approvisionnement en capacité hors effet de l’écèlement de l’ARENH	+ 0,3 €/MWh HT	+ 0,2 % TTC
<b>Total</b>	<b>+ 0,8 €/MWh HT</b>	<b>+0,5 % TTC</b>

#### 4.3 Coûts d’acheminement (TURPE)

Les coûts d’acheminement sont évalués à partir des tarifs d’utilisation des réseaux publics d’électricité (TURPE) prévus dans la délibération de la CRE du 25 juin 2019 portant décision sur les tarifs d’utilisation des réseaux publics d’électricité dans les domaines de tension HTA et BT qui est entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2019.

<sup>9</sup> Ces frais sont détaillés dans la « price list » publiée par EEX.

<sup>10</sup> Valeur représentative des coûts pour les fournisseurs présents sur le segment des clients résidentiels et petits professionnels

<sup>11</sup> 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

<sup>12</sup> Conformément aux articles L. 137-30 et suivants du Code de la sécurité sociale

Cette composante de coûts n'a pas évolué depuis la dernière proposition tarifaire de la CRE.

\*\*\*

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

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

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

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

\*\*\*

### **Cas des autoconsommateurs**

La délibération de la CRE du 25 juin 2019 susmentionnée intègre les barèmes de prix du TURPE applicables aux autoconsommateurs relatifs :

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

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

Les TRVE en vigueur intègrent deux versions pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, dépendant de l'option du TURPE sous-jacente considérée. Les autoconsommateurs peuvent ainsi choisir entre une option standard du TURPE et une option « autoproduction collective »<sup>13</sup> :

- 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.

Ces dispositions sont inchangées dans la présente proposition tarifaire.

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

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

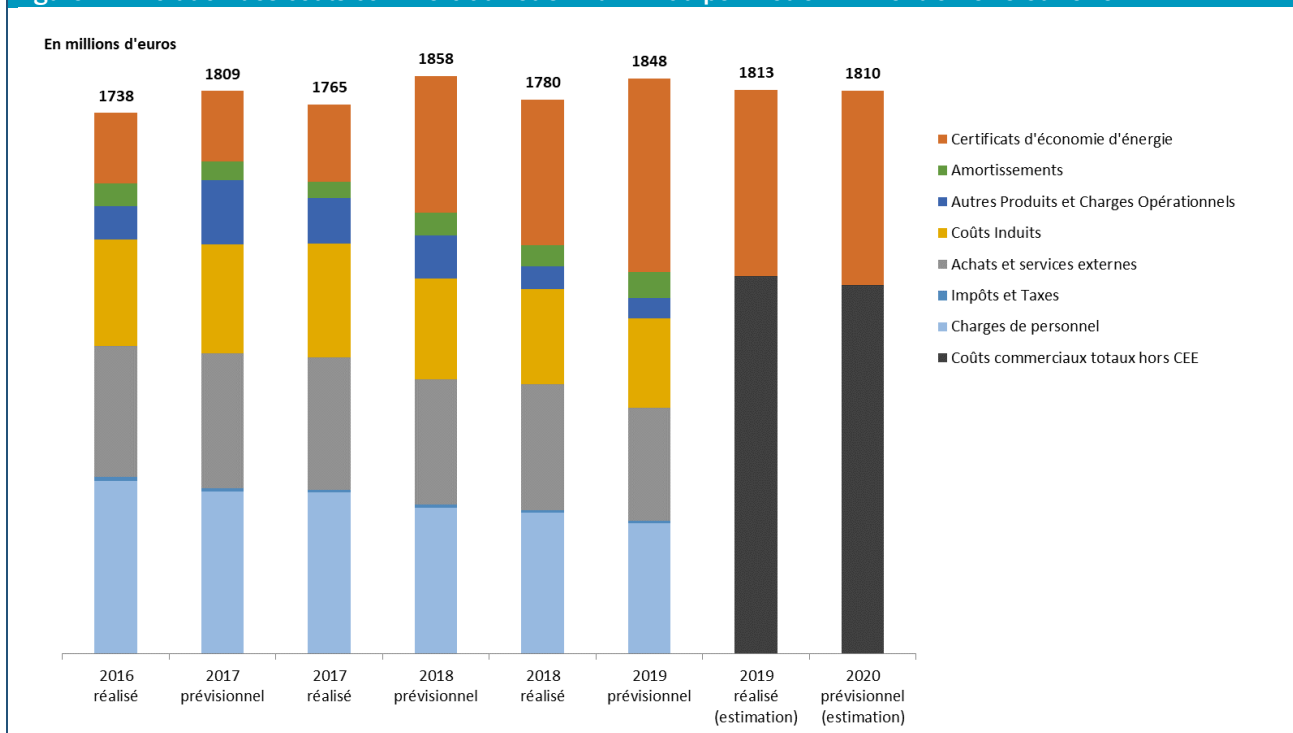
En conséquence, la CRE maintient dans la présente proposition tarifaire une référence de coûts de commercialisation correspondant aux coûts de commercialisation d'EDF.

<sup>13</sup> 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

#### 4.4.1 Evolutions des coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition des certificats d'économie d'énergie (CEE) d'EDF au périmètre TRVE

Le graphique ci-dessous représente l'évolution des coûts de commercialisation en millions d'euros sur le périmètre TRVE d'EDF Commerce en France selon les données connues à date. La valeur définitive des coûts réalisés pour l'année 2019 et des coûts prévisionnels pour l'année 2020 seront connus au 1<sup>er</sup> trimestre 2020 et pourront être mis à jour lors du mouvement tarifaire de cet été. La CRE présentera à cette occasion l'évolution des coûts poste par poste.

Figure 4 : Evolution des coûts commerciaux et CEE d'EDF au périmètre TRVE entre 2016 et 2020



EDF a transmis à la CRE une nouvelle prévision des coûts commerciaux pour l'année 2019, inférieure aux coûts prévisionnels pris en compte lors du mouvement tarifaire du 1<sup>er</sup> août 2019.

Par ailleurs, la baisse tendancielle des coûts commerciaux totaux (hors coûts d'acquisition des CEE) observée depuis 2017 semble se poursuivre en 2020. Cette baisse est toutefois compensée par l'augmentation des coûts d'acquisition des CEE entre 2019 et 2020.

L'augmentation continue des coûts d'acquisition des CEE interpelle la CRE qui demande instamment une réflexion approfondie sur l'efficacité du dispositif en place.

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

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

Le premier audit, confié en février 2017 au cabinet Columbus Consulting, avait pour objectif d'analyser les principes et clés d'affectation des coûts commerciaux d'EDF. Il ressort de la synthèse de ces travaux que « [la direction EDF Commerce] a pris en compte sa position spécifique sur les TRV d'électricité dans sa méthodologie d'affectation des coûts commerciaux afin de ne pas leur faire supporter le développement des offres de marché ». De même, « les méthodologies d'affectation des coûts commerciaux mises en place sont en phase avec la réalité opérationnelle et ne permettent pas aux offres de marché de tirer un bénéfice de l'existence du portefeuille d'offres au tarif réglementé. C'est le cas notamment sur le marché d'affaires, où les coûts s'équilibrent entre tarifs réglementés et offres de marché, et où les risques liés à des biais dans l'affectation des coûts commerciaux auraient pu générer des impacts majeurs. »

La CRE en a conclu que la méthodologie de répartition des coûts de commercialisation d'EDF n'était pas remise en cause par l'auditeur et a maintenu cette même méthodologie pour l'élaboration de ses propositions tarifaires ultérieures.

Le deuxième audit, confié au cabinet Schwartz en début d'année 2019, avait pour objectif d'évaluer les processus d'acquisition des CEE d'EDF et d'analyser les clés d'affectation des coûts associés sur les différents segments, produits et offres d'EDF. Une version publique du rapport, remis à la CRE en mai 2019, a été publiée par la CRE à l'occasion de sa proposition tarifaire du 25 juin 2019.

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

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

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

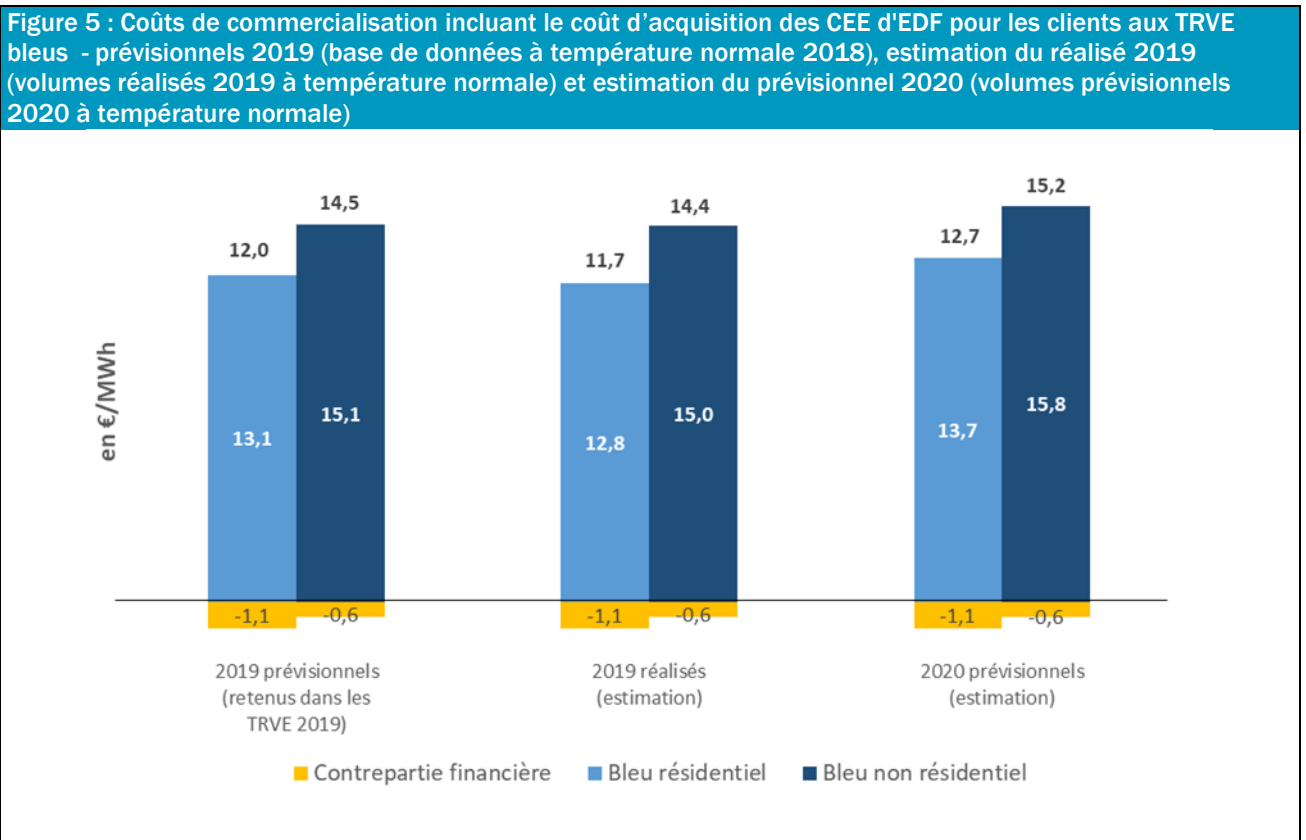
Ce changement des méthodologies d'affectation des coûts des CEE entraîne des conséquences sur le niveau des coûts à couvrir par les TRVE, mais aussi par les contrats de fourniture en offre de marché déjà signés avec des clients finals. Il est donc nécessaire de prévoir un délai de mise en œuvre de cette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

Comme déjà annoncé, la CRE prendra ainsi en compte ce changement de méthodologie dans la proposition tarifaire de l'été 2020.

#### 4.4.3 Composante des coûts de commercialisation unitaires retenue dans les TRVE

La CRE intègre dans la construction des TRVE la composante de coûts de commercialisation incluant les coûts d'acquisition des CEE établie sur le fondement des coûts prévisionnels de l'année 2020 tels que présentés précédemment.

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





Selon les estimations transmises par EDF à la CRE, les coûts de commercialisation unitaires d'EDF en €/MWh pour l'année 2020 relatifs aux clients résidentiels d'une part et aux clients non résidentiels d'autre part sont en hausse par rapport à 2019. Cette hausse s'explique par une diminution des volumes de vente réalisés par EDF aux TRVE, plus rapide que la baisse des coûts de commercialisation d'EDF.

### **Effet des contreparties financières**

A la suite de la décision du Conseil d'État du 13 juillet 2016, la gestion des clients réalisée par les fournisseurs pour le compte des gestionnaires de réseaux (GRD), prévue par les contrats liant les fournisseurs et les GRD pour les clients en contrat unique, doit faire l'objet d'une contrepartie de la part des GRD.

Dans ce cadre, EDF reçoit à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018 une contrepartie financière qui vient 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 la Figure 5. La contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération s'élève à 5,10 € par an et par client raccordé en BT ≤ 36 kVA <sup>14</sup>.

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

Dans le cadre de la présente proposition, en continuité avec la méthodologie appliquée jusqu'à présent, la CRE affecte 50 % des coûts de commercialisation 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 36 kVA.

## **4.5 Rémunération normale de l'activité de fourniture**

### **4.5.1 La rémunération normale de l'activité de fourniture permet de couvrir les risques supportés par les fournisseurs**

Dans une activité peu capitalistique comme c'est le cas de l'activité de fourniture sur le marché de détail de l'électricité, la rémunération normale ne peut être évaluée comme une rémunération d'une base d'actifs, mais doit être considérée comme une marge dite « at-risk » qui a vocation à couvrir, outre la rémunération des capitaux engagés dans l'activité de commercialisation, les risques supportés par le fournisseur en tant que commercialisateur. Ces risques sont énoncés ci-après :

- 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 ;
- Autres risques, liés notamment à l'évolution du contexte réglementaire.

La CRE a pris comme hypothèse que ces risques devaient être couverts dans 95 % des cas, c'est-à-dire que dans 95% des cas le fournisseur réalise un profit. Elle considère que cette hypothèse, présentée lors de la consultation du 18 février 2016, est conservatrice et traduit une politique commerciale prudente<sup>15</sup>.

Il est par ailleurs possible de calculer l'espérance du risque, c'est-à-dire le surcoût que le fournisseur supporte en moyenne pour chacun des risques. Certains des risques sont d'espérance nulle (en moyenne sur plusieurs exercices, le fournisseur n'enregistre ni gain ni surcoût) alors que d'autres sont d'espérance positive (en moyenne sur plusieurs exercices, le fournisseur supporte un surcoût).

La valeur de couverture des risques retenue dans la présente proposition tarifaire est systématiquement supérieure à l'espérance du risque, ce qui permet en moyenne au fournisseur de réaliser un profit. En d'autres termes, le fournisseur enregistre en moyenne un profit égal à la différence entre la valeur du quantile retenu et la valeur de l'espérance, pour chaque risque considéré.

La CRE avait réalisé, lors de la préparation de la proposition tarifaire du 13 juillet 2016, une analyse des marges commerciales réelles de fournisseurs d'énergie européens comparables portant sur plusieurs années. Les marges

<sup>14</sup> Pour cette même catégorie de clientèle, les fournisseurs alternatifs reçoivent une contrepartie financière de 6,8 €/an en 2020. La contrepartie financière reversée au fournisseur pour chaque client au TRVE a vocation à converger progressivement vers celles pour les clients en offre de marché au 1<sup>er</sup> août 2022.

<sup>15</sup> Les risques « Autres » ne sont pas quantifiés par la CRE et sont déduits implicitement par différence entre le niveau de marge globale retenue (cf infra) et le coût des risques quantifiables.

réelles étudiées correspondent à la différence entre les recettes et les coûts moyens des fournisseurs. Ces analyses avaient fait apparaître qu'une marge de l'ordre de 2 %, en plus de la prise en compte de l'espérance des risques supportés au titre de l'approvisionnement (risque thermosensible, etc.), était appropriée à l'activité de fourniture.

Dans ses premières propositions tarifaires, la CRE avait choisi de proposer une marge égale à 3 % du tarif hors taxes destinée à couvrir, d'une part, le niveau de marge de 2 % correspondant à la pratique observée des fournisseurs européens comparables et, d'autre part, l'espérance des risques liés à l'approvisionnement.

La CRE avait lors de la délibération du 12 juillet 2018 décidé d'augmenter cette marge de 3% à 3,5% 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 constaté alors. L'augmentation de la marge visait également à couvrir les risques supplémentaires supportés par les fournisseurs dus à la mise en œuvre du marché de capacité.

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

La CRE avait considéré, dans ses propositions tarifaires du 7 février 2019 et du 25 juin 2019, que le niveau de risque de l'activité de commercialisation n'avait pas significativement évolué en 2019 par rapport à 2018 et que le niveau de couverture de ces risques intégré dans les TRVE pouvait dès lors être maintenu à un niveau constant. La CRE avait donc décidé de maintenir un niveau de marge inchangé en €/MWh par rapport au niveau de 2018, soit 3,68 €/MWh en moyenne pour les clients aux tarifs bleus.

La CRE maintient le niveau de marge à 3,68 €/MWh dans la présente délibération. Ce niveau de marge représente 3,1% des TRVE hors taxes, hors marge et hors rattrapage. Il demeure supérieur à l'espérance des risques pesant sur un fournisseur d'électricité et le fait qu'il s'exprime en valeur nominale, et non pas en pourcentage, peut se justifier et fera l'objet d'une réflexion ultérieure de la CRE.

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. Le tableau présente également la valeur de l'espérance associée.

**Tableau 6 : Marge commerciale moyenne des tarifs bleus**

Composantes de la marge commerciale pour les clients aux tarifs bleus	Espérance en €/MWh	Couverture du risque dans les TRVE en €/MWh
risque « thermosensibilité »	0,81	2,10
risque « macroéconomique »	0,00	0,07
risque « portefeuille »	0,00	0,43
risque lié à l'approvisionnement en capacité	0,04	0,32
niveau implicite des risques « autres »	0,00	0,72
<b>Total</b>	<b>0,85</b>	<b>3,68</b>

Afin de refléter la disparité des niveaux de risques entre les différents types de consommateurs (essentiellement due à une sensibilité différente à la température), le niveau de marge est décliné de façon différenciée par sous-profil de consommation.

**5. RATTRAPAGES TARIFAIRES**

Lors de sa proposition tarifaire du 25 juin 2019, la CRE avait proposé de prendre en compte un rattrapage à la baisse de 0,58 €/MWh HT soit 0,4 % TTC réalisé en un an afin de tenir compte de la surcouverture des coûts par les TRVE au titre de l'année 2018. La CRE propose de maintenir ce montant dans la présente proposition tarifaire afin d'achever ce rattrapage d'ici la prochaine proposition tarifaire de cet été.

\*\*\*

S'agissant de l'exercice tarifaire 2019, la CRE estime, sur le fondement des coûts et volumes de consommation prévisionnels à sa disposition, qu'en 2019, les recettes des TRVE (hors rattrapage à la baisse de l'exercice 2018 introduit dans la proposition tarifaire de la CRE du 25 juin 2019) ont été inférieures aux coûts de fourniture à hauteur de 574 M€. Ce manque de recettes est dû essentiellement à l'entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2019 de la hausse de 5,9 % TTC qui aurait dû théoriquement intervenir au 1<sup>er</sup> janvier 2019.





Effectuer ce rattrapage sur une durée d'un an conduirait à une hausse supplémentaire de 3 % TTC (soit 3,8 % TTC de hausse au total du TRVE), suivie d'une baisse mécanique de 3,0 % début 2021 (toutes choses égales par ailleurs). La CRE considère que des mouvements d'une telle ampleur, opposés et rapprochés ne respecteraient pas l'objectif de stabilité des prix qu'elle recherche.

La CRE a auditionné les différents acteurs (notamment des représentants des fournisseurs et des consommateurs) préalablement à la présente proposition tarifaire afin de recueillir leur avis quant à la durée durant laquelle ce rattrapage devait être effectué.

Les représentants des consommateurs sont favorables à un rattrapage en 3 ans qui permet d'avoir une hausse plus réduite début 2020 même s'ils ont conscience que les sommes à rattraper en millions d'euros sont au final les mêmes que le rattrapage soit réalisé en 2 ou 3 ans.

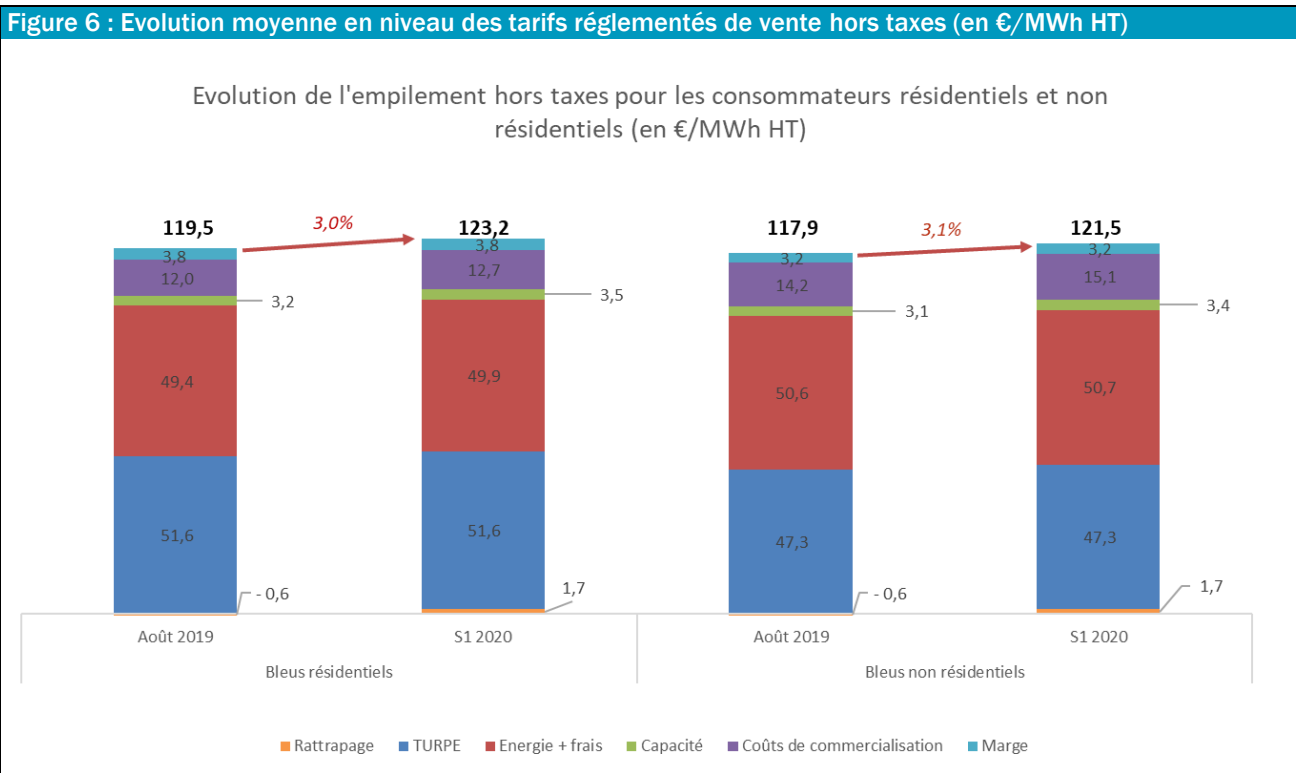
Les représentants des fournisseurs alternatifs indiquent que le rattrapage devrait se faire en un an pour minimiser les effets sur la trésorerie des fournisseurs. Ils sont toutefois prêts à envisager un rattrapage en deux ans pour éviter des mouvements tarifaires trop forts et opposés, mais sont défavorables à un rattrapage en trois ans, qui repousserait à 2022 la perception de revenus qui aurait dû l'être au premier semestre 2019.

La CRE comprend ces arguments. Elle observe qu'un rattrapage étalé dans le temps a pour effet que les consommateurs supportant ce rattrapage ne sont pas exactement les mêmes que ceux ayant bénéficié du report de la hausse en raison de l'évolution du portefeuille des consommateurs au TRVE chez EDF (due à des mises en service, sorties des TRVE, ...). Cet effet serait aggravé par un rattrapage étalé sur trois ans dans des proportions que ni l'objectif de stabilité tarifaire des TRVE, ni le gain immédiat pour le consommateur (hausse de 1,9 % TTC au lieu de 2,4 % TTC) ne justifient.

Pour ces raisons et en conscience de son effet sur les coûts, la CRE propose de réaliser ce rattrapage en deux ans en intégrant une composante de coût supplémentaire de 2,25 €/MWh. Cette valeur sera réévaluée lors de la prochaine proposition tarifaire lorsque les volumes de consommation et les coûts de commercialisation réalisés seront connus. La différence moyenne de coût pour un consommateur résidentiel entre un rattrapage en deux ans ou un rattrapage en trois ans, s'élève à 4€ sur la première année.

### 6. 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 au 31 décembre 2018 telles que présentées à la partie 2.



## 7. 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<sup>er</sup> 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 ».

La CRE a vérifié que le présent mouvement tarifaire permet la couverture de cette référence de coûts, c'est-à-dire de l'ensemble des coûts comptables de l'activité de fourniture y compris les frais financiers, mais hors rémunération des capitaux propres.

## 8. BAREMES TARIFAIRES

Les barèmes tarifaires proposés par la CRE figurent en annexe. Ils prennent en compte les contraintes fixées par l'arrêté du 24 juin 2019 mentionné ci-dessous.

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. [...] »

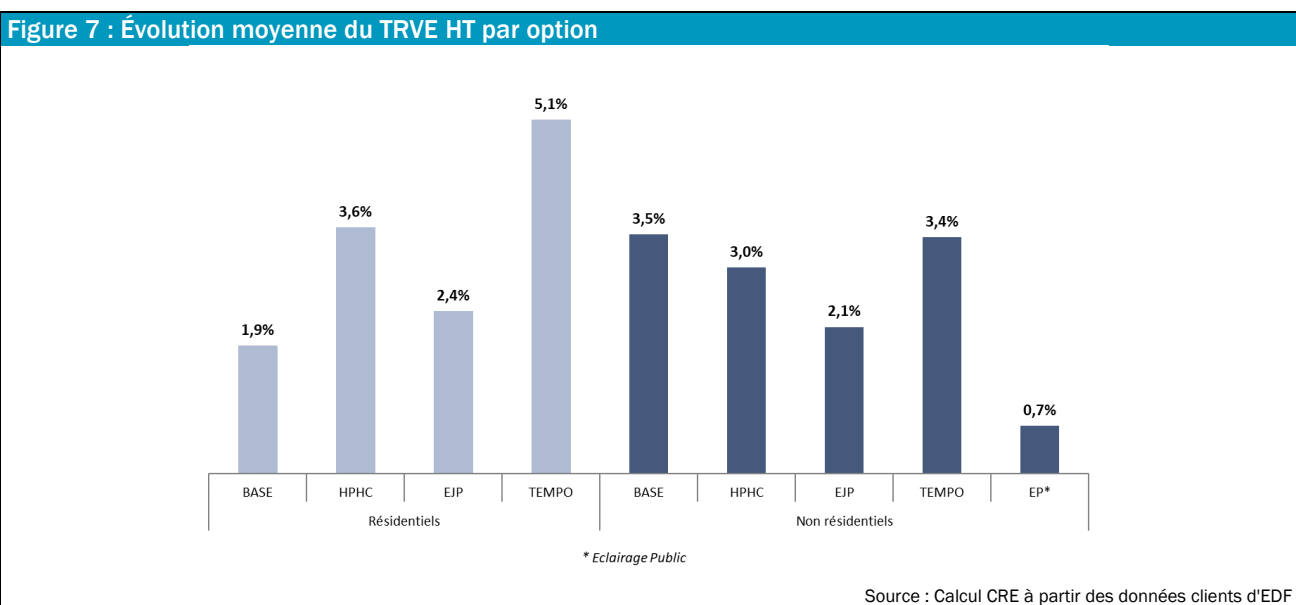
L'arrêté du 24 juin 2019 pris en application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie fixe à 43 % le plafonnement du montant de la part fixe et à 7 le niveau minimal du ratio susmentionné.

Aucune des parts fixes des TRVE évaluées par la CRE selon la méthodologie de l'empilement des coûts pour les clients résidentiels n'atteint le plafond de 43% prévu par l'arrêté.

La CRE propose par ailleurs d'appliquer le ratio de 7 à la seule option Tempo bleu résidentiel de manière cohérente avec ses précédentes délibérations.

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

Le mouvement proposé occasionne une hausse de + 3,1 % en moyenne des TRVE HT (soit + 2,4 % TTC) pour les consommateurs aux tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. Les évolutions par option tarifaire sont détaillées dans le graphique ci-après.



## **PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES 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) qui regroupent les territoires suivants : Corse<sup>16</sup>, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint-Pierre et Miquelon (SPM) et Wallis et Futuna.

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 les TRVE.

Dans sa décision du 18 mai 2018, le Conseil d'État estime que dans les ZNI, la réglementation en vigueur en matière de tarifs réglementés de vente 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 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 dans les ZNI. 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;

<sup>16</sup> 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.

- en mars 2018, en amont de la délibération du 12 juillet 2018 à l'occasion de laquelle la CRE a défini un rythme de convergence progressive des options historiques vers les options TE, qui seules à terme perdureront.

\*\*\*

En application de l'arrêté du 29 juin 2016 relatif à la procédure et aux conditions d'alignement des TRVE dans les îles Wallis et Futuna sur les TRVE en métropole, la CRE propose pour la première fois dans la présente délibération des TRVE applicables à Wallis et Futuna.

Cet arrêté prévoit que « à compter du 1er janvier 2020, le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité, toutes taxes comprises est le tarif hors taxe établi en application de l'article L. 363-4, majoré du montant de la contribution au service public de l'électricité, des taxes locales sur l'électricité et du montant des taxes sur les produits énergétiques collectées par le territoire des îles Wallis et Futuna ayant un impact sur les coûts de production de l'électricité ».

Comme explicité dans les parties suivantes, la CRE propose dans la présente délibération des TRVE applicables aux consommateurs de Wallis-et-Futuna ayant une structure simple, cohérente avec la structure des tarifs appliqués actuellement. La CRE étudiera lors de ses prochaines propositions tarifaires l'opportunité d'introduire des différenciations plus complexes entre postes horsaisonniers, et le cas échéant la faisabilité technique d'une telle évolution.

## **2. 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**

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 (hormis Wallis-et-Futuna) 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 :

- + 3,0 % HT pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 3,1 % HT pour les tarifs bleus professionnels.

Les consommateurs raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA représentent 5,5 TWh soit 1 164 000 sites.

\*\*\*

### *TRVE proposés sur le territoire de Wallis-et-Futuna*

Les tarifs en vigueur actuellement sur le territoire de Wallis-et-Futuna pour les consommateurs raccordés en basse tension et dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA correspondent à des tarifs Base, c'est-à-dire dont le prix est identique chaque heure de l'année. Ils peuvent être souscrits par pas de 1,1 kVA<sup>17</sup>.

Dans la présente délibération, la CRE propose que soient désormais appliqués les TRVE bleus option Base de métropole continentale proposés aux consommateurs résidentiels pour les consommateurs résidentiels et les TRVE bleus option Base de métropole continentale proposés aux consommateurs non résidentiels pour les consommateurs non résidentiels de Wallis-et-Futuna raccordés en basse tension et de puissance souscrite inférieure à 36 kVA.

Plus spécifiquement, la CRE propose afin d'être cohérent avec les TRVE proposés pour ces consommateurs en métropole continentale et dans les autres ZNI :

- de supprimer les tarifs applicables à Wallis-et-Futuna pour les puissances suivantes souscrites par aucun consommateur et qui ne sont par ailleurs pas proposées en métropole continentale et dans les autres ZNI : 7,7 kVA, 11 kVA, 12,1 kVA, 14,3 kVA, 15,4 kVA, 17,6 kVA, 18,7 kVA, 20,9 à 25,3 kVA, 27,5 kVA, 28,6 kVA, 30,8 kVA, 31,9 kVA, 34,1 kVA à 38,5 kVA ;
- de mettre en extinction les TRVE pour les puissances souscrites suivantes : 1,1 kVA, 2,2 kVA, 4,4 kVA, 5,5 kVA, 8,8 kVA et 29,7 kVA. Ainsi, les consommateurs ayant souscrit ces puissances peuvent conserver

<sup>17</sup> Ce n'est pas le cas en métropole continentale où les consommateurs raccordés en basse tension et dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA ne peuvent souscrire actuellement pour les TRVE que les puissances suivantes : 3kVA, 6kVA, 9kVA, 12kVA, 15kVA, 18kVA, 24kVA, 30kVA et 36kVA.

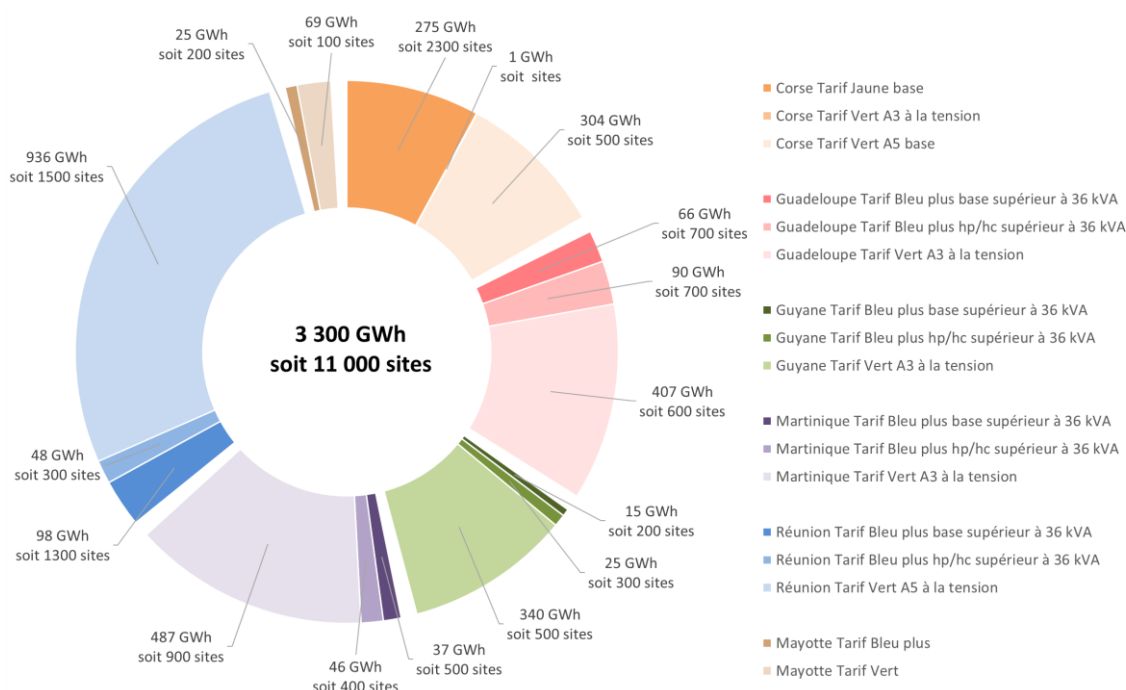
ces tarifs tant qu'ils ne demandent pas de changement d'option tarifaire. Ces tarifs ne sont toutefois plus proposés aux nouveaux clients ;

- de ne pas mettre en extinction le tarif Base pour les puissances souscrites supérieures à 18 kVA, contrairement à la métropole continentale et aux autres ZNI.

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

#### 3.1 État des lieux

Ce chapitre se focalise sur les TRVE proposés aux consommateurs raccordés en basse tension et souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA d'une part et les consommateurs raccordés en haute tension d'autre part. La répartition de la consommation de ces consommateurs au 31 décembre 2018 est indiquée dans le graphique ci-dessous. Le nombre de sites correspondant est également affiché.



Source : EDF SEI et EDM<sup>18</sup>

#### 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 précédentes propositions tarifaires 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 36 kVA ;
- le profil ENT3 pour les consommateurs raccordés en HTA.

Les composantes « énergie » et « capacité » sont déterminées à partir des outils développés par la CRE et utilisés pour l'élaboration des TRVE en métropole continentale. La méthodologie d'évaluation de ces composantes

<sup>18</sup> Sur le fondement des chiffres transmis dans le cadre de la comptabilité appropriée utilisée pour le calcul des charges de service public. Préalablement, les valeurs affichées correspondaient uniquement aux sites et aux volumes des clients qui n'avaient pas changé de contrat de fourniture au cours de l'année considérée.



correspond ainsi à celle développée par la CRE pour les tarifs bleus de métropole continentale. Conformément à l'article R.337-19 du code de l'énergie, la CRE intègre également le coût de la part du complément d'approvisionnement au marché en énergie et en capacité consécutive à l'atteinte du plafond de l'ARENH.

Le calcul de ces composantes de coûts est détaillé dans la première partie de cette délibération.

La composante « acheminement » correspond à l'application des barèmes du TURPE définis dans la délibération de la CRE du 25 juin 2019 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT et appliqués aux profils de consommation considérés. La CRE propose de ne pas faire évoluer cette composante de coût dans la présente délibération.

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

Enfin, la CRE prend en compte une composante de rattrapage à la hausse liée à l'entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> juin 2019 de sa proposition tarifaire du 7 février 2019.

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

- + 1,4 % HT pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- + 1,5 % HT pour les consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

### **3.3 Evolution en structure**

Depuis le 1<sup>er</sup> août 2017, de nouvelles options dites « 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 a initié, dans sa délibération du 12 juillet 2018, un lissage sur plusieurs années de la structure des options « historiques » avant de mettre ces options en extinction et finalement de les supprimer, le basculement vers les options « TE » n'occasionnant alors que peu d'impact sur la facture des consommateurs. Les délais et les modalités de convergence ont été discutés lors de la concertation avec les acteurs concernés en mars 2018.

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 » 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 avait transmises à la CRE dans le cadre des analyses mentionnées précédemment étaient toutefois incomplètes.

La CRE devrait disposer au printemps 2020 de données de consommation d'une majorité de clients, lui permettant de réexaminer l'impact du basculement des options historiques vers les options TE. L'objectif sera également d'étudier les différents moyens à disposition pour limiter ces impacts pour les consommateurs, à l'instar des opérations de maîtrise de la demande en énergie (MDE).

Des échanges approfondis avec les acteurs impliqués ainsi que des réunions de concertation seront également lancés en parallèle de cette analyse.

À l'issue de ces travaux, la CRE proposera le cas échéant d'amender le calendrier présenté ci-dessus dans sa délibération tarifaire de l'été 2020.

\*\*\*

Dans le cadre de la présente proposition tarifaire, la CRE propose de ne pas faire évoluer la structure des tarifs bleus+, jaunes et verts applicables en ZNI.



\*\*\*

### 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 Tarifs jaune et vert applicables à Wallis-et-Futuna**

Dans la présente délibération, la CRE propose d'appliquer sur le territoire de Wallis-et-Futuna les tarifs suivants :

- pour les consommateurs raccordés en basse tension et de puissance souscrite supérieure à 36 kVA, le tarif Jaune applicable dans les zones non interconnectées de France métropolitaine ;
- pour les consommateurs raccordés en moyenne tension, le tarif vert applicable dans les zones non interconnectées de France métropolitaine.

Cependant, la structure de ces tarifs est calculée pour être en adéquation avec le fonctionnement du parc de production sur le territoire Corse.

En conséquence, la CRE propose dans un premier temps d'appliquer le même prix tout au long de l'année – correspondant à la moyenne des prix des postes horosaisonniers de ces tarifs – afin de ne pas transmettre aux consommateurs d'incitation tarifaire ne correspondant pas au parc de production de Wallis et Futuna.

La CRE analysera ultérieurement l'opportunité d'introduire des distinctions temporelles de prix pour les consommateurs aux tarifs jaune et vert de Wallis-et-Futuna.

#### **3.5 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) permet notamment à EDF et EDM de répercuter sur leurs tarifs de vente d'électricité hors taxes le montant net d'octroi de mer correspondant. 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.

\*\*\*

L'ensemble des déclarations permettant l'évaluation de la rémanence d'octroi de mer sont collectées durant le 1<sup>er</sup> trimestre de l'année N+1 pour l'année N. Par conséquent, la CRE revoit le montant de la rémanence d'octroi de mer une seule fois par an lors du mouvement de l'été. La rémanence d'octroi de mer prise en compte dans les barèmes de la présente délibération ne fait ainsi pas l'objet d'une mise à jour

\*\*\*

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

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

## 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 éligibles en métropole continentale, aux clients aux tarifs jaune et vert 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.

Par ailleurs, la CRE précise que :

- compte tenu de son importance sur les prix, elle étudiera l'opportunité de faire apparaître une composante de coûts spécifique relative à l'acquisition des CEE. Elle demande par ailleurs un audit approfondi de ce mécanisme ;
- elle étudiera un mécanisme permettant éventuellement la prise en compte du décalage systématique d'un mois en janvier ;
- elle a fait le choix d'un rattrapage en deux ans et non en trois ans ;
- elle maintient la marge des TRVE à une valeur absolue de 3,7 €/MWh (soit 3,1% HT).

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

Délibéré à Paris, le 16 janvier 2020.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO