



## DELIBERATION N° 2020-174

### Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juillet 2020 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, 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 au I de 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 depuis le 8 décembre 2015 de proposer les TRVE aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

L'article R. 337-22 du code de l'énergie prévoit que toute évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité doit donner lieu à une modification des TRVE en vigueur pour prendre en compte cette évolution. Par une délibération du 20 mai 2020<sup>1</sup>, la CRE fait évoluer les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) dans les domaines de tension HTA et BT au 1<sup>er</sup> août 2020.

En conséquence, la CRE propose une évolution des barèmes des TRVE, qui prend en compte les effets suivants :

- la hausse de la composante d'acheminement de +3,4 % en moyenne (soit + 1,24 % sur les TRVE TTC) à la suite de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1<sup>er</sup> août 2020 ;
- la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0.06 % sur les TRVE TTC) ;
- la fin d'un rattrapage à la baisse lié à une surcouverture des coûts par les TRVE au titre de l'année 2018 (soit + 0,37 % sur les TRVE TTC).

La CRE propose par ailleurs de maintenir inchangés les autres briques de coûts de l'empilement tarifaire (coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité qui sont calculés sur une année civile, coûts de commercialisation, rémunération normale de l'activité de fourniture et composante de rattrapage liée à la sous-couverture des coûts par les tarifs au titre de 2019) qui n'ont pas évolué depuis sa dernière proposition tarifaire du 16 janvier 2020.

#### 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 +1,82 % HT, ce qui représente 2,24 €/MWh, soit + 1,55 % TTC et qui se décompose en :

- + 1,82 % HT, ce qui représente 2,24 €/MWh, soit + 1,54 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 1,81 % HT, ce qui représente 2,21 €/MWh, soit + 1,58 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

<sup>1</sup> Délibération n° 2020-095 du 20 mai 2020 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT au 1<sup>er</sup> août 2020.

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

Pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA et raccordés en basse tension, les barèmes des tarifs réglementés bleus résidentiels et non résidentiels de la métropole continentale s'appliquent.

Les tarifs réglementés pour les clients dans les ZNI de puissance souscrite supérieure à 36 kVA 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), 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 mouvement tarifaire proposé consiste en une évolution du niveau moyen des TRVE de :

- **+ 1,82 % HT** pour les tarifs bleus résidentiels ;
- **+ 1,81 % HT** pour les tarifs bleus professionnels ;
- **+ 0,9 % HT** pour les tarifs jaunes, qui s'appliquent exclusivement en Corse et pour les tarifs « bleus + », applicables dans toutes les ZNI à l'exception de la Corse (consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA) ;
- **+ 0,5 % HT** pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

La CRE a entrepris à l'occasion de cette proposition tarifaire, et comme annoncé dans ses précédentes délibérations, une étude approfondie sur les impacts liés à la mise en place des options tarifaires « TE » dans les ZNI à partir des données de consommation exhaustives transmises par EDF SEI. La CRE constate une dispersion des évolutions de factures conforme à ses premières estimations menées sur des données partielles.

Les perspectives de développement des systèmes électriques dans l'ensemble des territoires concernés (révisions des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE), développement des ENR, du stockage, de la MDE...) ont sensiblement évolué depuis 2017, date à laquelle les options « TE » avaient été élaborées. Dans ce contexte, la CRE a également lancé, en parallèle des travaux sur les impacts des options « TE », des analyses afin de déterminer si une révision des structures de ces options doit être envisagée afin d'adapter le signal tarifaire à moyen terme.

Dans ce contexte, la CRE propose de ne pas faire évoluer la structure des TRVE dans les ZNI dans l'attente des résultats définitifs de ces études. Dans les prochains mois et une fois les résultats connus, la CRE organisera des réunions d'échange et d'information pour chaque territoire avec les acteurs locaux afin de leur présenter les résultats de ses études ainsi que les évolutions envisagées. Ces réunions de concertation avec les acteurs locaux devront être l'occasion pour EDF SEI de présenter l'ensemble des mesures qu'elle mettra en œuvre pour accompagner tout particulièrement les clients concernés par des évolutions plus significatives de facture.

\*\*\*

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer en même temps que l'évolution du TURPE au 1<sup>er</sup> août 2020.

\*\*\*

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 en métropole continentale, aux clients aux tarifs jaune et vert de métropole continentale et ceux applicables dans les ZNI.

La CRE propose que les barèmes applicables, qui figurent respectivement dans les annexes 3, 4, 5 et 6, fassent chacun l'objet d'une décision spécifique.

Enfin, 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.

## SOMMAIRE

<b>PARTIE 1 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE .....</b>	<b>4</b>
<b>1. CADRE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE .....</b>	<b>4</b>
<b>2. PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE METROPOLITAINE CONTINENTALE .....</b>	<b>4</b>
<b>3. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT .....</b>	<b>4</b>
3.1 DEFINITION DE L'EMPILEMENT .....	4
3.2 OBJECTIF DE L'EMPILEMENT : ASSURER LA CONTESTABILITE DES TRVE .....	5
<b>4. METHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT .....</b>	<b>5</b>
4.1 COUT D'APPROVISIONNEMENT EN ENERGIE ET EN CAPACITE .....	5
4.2 COUTS D'ACHEMINEMENT (TURPE) .....	5
4.3 COUTS DE COMMERCIALISATION .....	7
4.4 REMUNERATION NORMALE DE L'ACTIVITE DE FOURNITURE .....	8
<b>5. RATTRAPAGES TARIFAIRES .....</b>	<b>9</b>
<b>6. SYNTHESE DU MOUVEMENT .....</b>	<b>9</b>
<b>7. COUTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF .....</b>	<b>9</b>
<b>8. BAREMES TARIFAIRES .....</b>	<b>10</b>
<b>9. EFFETS DES EVOLUTIONS TARIFAIRES EN STRUCTURE SUR LES FACTURES DES CONSOMMATEURS PAR OPTION TARIFAIRE .....</b>	<b>10</b>
<b>PARTIE 2 : LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE EN ZNI .....</b>	<b>11</b>
<b>1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE .....</b>	<b>11</b>
<b>2. LES TARIFS REGLEMENTES POUR LES CONSOMMATEURS RACCORDES EN BASSE TENSION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFERIEURE OU EGALE A 36 KVA SONT MAINTENUS IDENTIQUES A CEUX DE METROPOLE CONTINENTALE .....</b>	<b>12</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>12</b>
3.1 ETAT DES LIEUX .....	12
3.2 EVOLUTION EN NIVEAU : L'ENSEMBLE DES TARIFS RESPECTE LE PRINCIPE DE PEREQUATION TARIFAIRE ..	14
3.3 EVOLUTION EN STRUCTURE .....	14
3.4 REMANENCE D'OCTROI DE MER .....	15
<b>DECISION .....</b>	<b>16</b>

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

### **1. CADRE JURIDIQUE ET REGLEMENTAIRE**

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, tenant compte, le cas échéant, de l'atteinte du plafond mentionné au deuxième alinéa de l'article L. 336-2. »

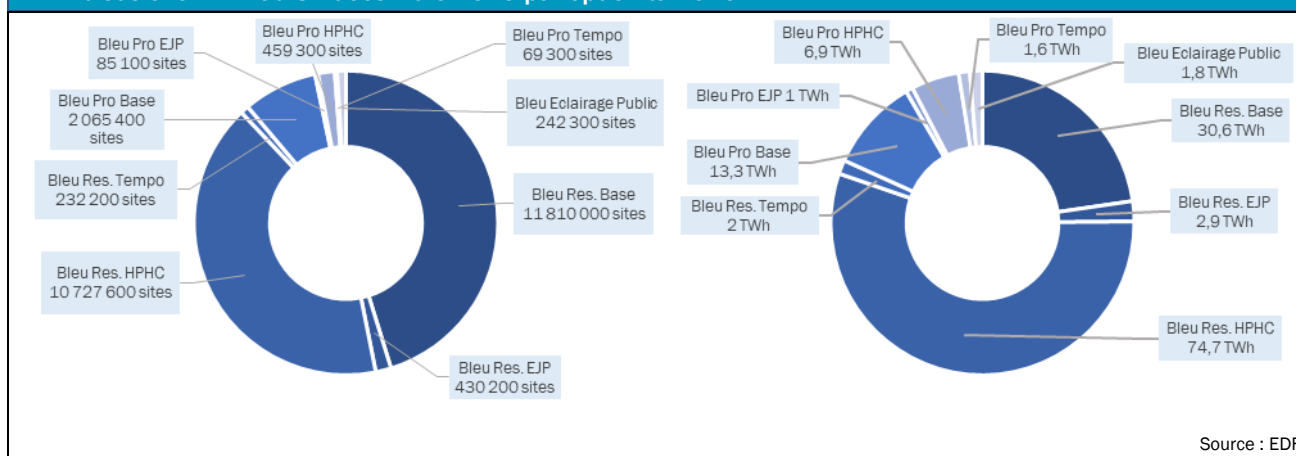
Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRVE<sup>2</sup>.

Par deux décisions du 6 novembre 2019<sup>3</sup>, le Conseil d'État a confirmé les choix méthodologiques de la CRE pour la construction des TRVE.

### **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 2019<sup>4</sup>, les TRVE représentent 23,9 millions de sites résidentiels (soit 74,3 % des sites) et 3 millions de sites « petits professionnels » (soit 74 % des sites). Le nombre de sites et les volumes de consommation à température normale des clients au TRVE chez EDF au 31 décembre 2019 sont représentés ci-dessous.

**Figure 1 : Répartition en nombre de sites et en volume à température normale des clients<sup>5</sup> ayant souscrit un TRVE bleus chez EDF au 31 décembre 2019 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 plus de 4 000 sites. Il subsiste également des offres de fourniture aux TRVE dites « atypiques<sup>6</sup> » ou « exotiques<sup>7</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 :

<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> Décisions du Conseil d'Etat n° 424573 et n° 431902

<sup>4</sup> Cf. Observatoire des marchés de détail du 4<sup>ème</sup> trimestre 2019 de la CRE

<sup>5</sup> Hors clients au « tarif agent ».

<sup>6</sup> TRV verts et tarifs jaunes de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension

<sup>7</sup> TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.

- 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 ;
- 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>8</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.

## **4. METHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT**

### **4.1 Coût d’approvisionnement en énergie et en capacité**

La CRE a mis à jour la composante de coût relative à l’approvisionnement en énergie et en capacité lors de la proposition tarifaire du 16 janvier 2020.

Conformément à la méthodologie de construction des TRVE détaillée dans les précédentes propositions tarifaires de la CRE, ces coûts ont vocation à évoluer une fois par an en début d’année. Par conséquent, cette composante est maintenue sans changement en niveau et en structure dans la présente proposition tarifaire par rapport à la délibération du 16 janvier 2020.

### **4.2 Coûts d’acheminement (TURPE)**

Les coûts d’acheminement sont évalués à partir des tarifs d’utilisation des réseaux publics d’électricité (TURPE) prévus dans la délibération de la CRE du 20 mai 2020 portant décision sur les tarifs d’utilisation des réseaux publics d’électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

Cette évolution entraîne une hausse moyenne pour les clients BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36kVA de 4,3% HT de la composante de coûts relative à l’acheminement. Cette hausse se décompose comme suit :

- +2,75% qui correspond à la hausse moyenne du TURPE distribution ;
- +0,18% due à l’évolution du terme Rf. Ce terme représente le montant moyen de la contrepartie financière versée aux fournisseurs par les gestionnaires de réseau de distribution au titre de la gestion de ces utilisateurs ;
- +1,37% due à l’évolution annuelle de la part fixe pour les sites en BT de puissance inférieure ou égale à 36kVA de +0,44€/kVA prévue dans la délibération du 17 novembre 2016<sup>9</sup>.

<sup>8</sup> Conseil d’Etat, ordonnance du juge des référés du 7 janvier 2015 N° 386076, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE).

<sup>9</sup> Plus précisément au paragraphe de cette délibération, il est indiqué que « *En BT ≤ 36 kVA, trois évolutions de la structure des grilles tarifaires seront mises en œuvre progressivement, à l’occasion des évolutions annuelles en niveau du tarif TURPE 5 au 1er août 2018, 2019 et 2020 :*  
- la meilleure prise en compte du dimensionnement des réseaux basse tension, qui inclut une marge de sécurité, et se traduira par une augmentation relative de la part puissance dans les tarifs BT ≤ 36 kVA (cf. paragraphe 1.4.1.4, coûts horaires d’infrastructure) ;  
- la prise en compte en BT ≤ 36 kVA de la nouvelle répartition des coûts entre domaines de tension, du fait notamment de l’utilisation de données prenant en compte un aléa climatique, qui conduira à une hausse de + 0,35 % par an (cf. paragraphe 1.4.1.5) ;  
- le recalage annuel à hauteur de +1,16 % par an nécessaire pour éviter un manque à gagner pour les GRD alors qu’un nombre croissant d’utilisateurs pourront choisir des tarifs à quatre plage temporelles au fur et à mesure du déploiement des compteurs évolués (cf. paragraphe précédent).

Par ailleurs, la CRE applique la méthode d'intégration du TURPE établie dans ses précédentes propositions tarifaires. Elle calcule un TURPE dit « optimisé » qui correspond, pour une catégorie de clients donnée, à la moyenne des options du TURPE choisies par le fournisseur qui minimisent la facture pour chacun de ses clients au sein de cette catégorie.

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

Dans la délibération du 25 juin 2019, la CRE a pris en compte pour le calcul du TURPE « optimisé » la possibilité de souscrire à cette nouvelle option du TURPE pour la part des clients présents dans le portefeuille au TRVE d'EDF au 31 décembre 2018, équipés d'un compteur Linky et pour lesquels une relève de consommation Linky (c'est-à-dire une relève mensuelle) est disponible sur une période d'au moins 12 mois à cette même date. La CRE a en effet considéré que les fournisseurs étaient en mesure sur le fondement des relèves de consommation de ces clients<sup>10</sup>, de choisir l'option du TURPE - dont l'option à quatre plages temporelles - qui minimise leur coût d'acheminement.

La CRE retient pour la présente délibération une part de 38% de clients pour lesquels cette optimisation est réalisée (contre 20% dans la délibération du 25 juin 2019), qui correspond à la part des clients équipés au 31 décembre 2019 du compteur Linky et pour lesquels une relève de consommation Linky est disponible sur une période d'au moins 12 mois à cette même date.

Cette optimisation entraîne une baisse de 0,9% HT du TURPE en moyenne sur le portefeuille de clients d'EDF.

Au final, la composante relative aux coûts d'acheminement intégrée dans les TRVE augmente de 3,4% HT (soit une évolution de 1,24% du TRVE TTC)

\*\*\*

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.

#### **Evolution relative à l'autoconsommation collective**

L'article L.315-2 du code de l'énergie<sup>11</sup> distingue (i) l'opération d'autoconsommation collective (producteurs et consommateurs situés dans le même bâtiment, y compris des immeubles résidentiels) et (ii) l'opération d'autoconsommation collective étendue (producteurs et consommateurs situés sur le réseau basse tension et respectant les critères, notamment de proximité géographique, fixés par arrêté).

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

*« Pour l'application de l'article L. 315-2 du code de l'énergie, l'opération d'autoconsommation collective est qualifiée d'étendue lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals liés entre eux au sein d'une personne morale et qui respectent les critères suivants :*

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

- du point de livraison pour les sites de consommation ;
- du point d'injection pour les sites de production.

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

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

Ces trois évolutions seront mises en œuvre à travers une augmentation des coefficients à la puissance de l'ensemble des grilles BT ≤ 36 kVA qui évolueront de +0,44 €/kVA par an au 1<sup>er</sup> août 2018, 2019 et 2020, à l'exception du tarif longue utilisation sans différenciation temporelle, dont l'ensemble des coefficients de la composante de soutirage augmenteront de + 0,35 % / an à ces mêmes échéances ».

<sup>10</sup> Relevée mensuellement sur chacun des postes horosaisonniers par le compteur Linky

<sup>11</sup> Loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat

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

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

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

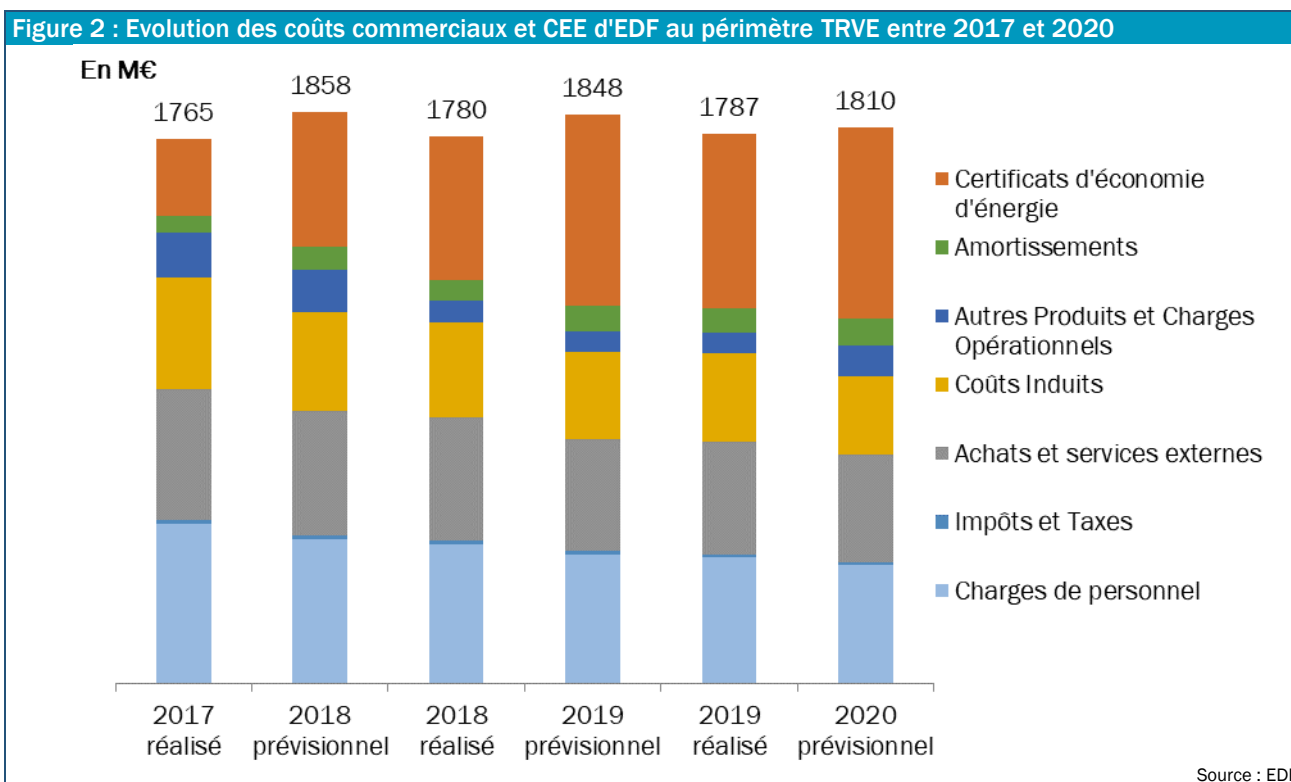
En d'autres termes, les options spécifiques à destination des utilisateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, introduites par la délibération du 7 juin 2018 ne peuvent s'appliquer qu'aux opérations d'autoconsommation collective dont l'ensemble des participants se situe à l'aval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

En conséquence, en cohérence avec les dispositions du TURPE, la version B<sup>12</sup> du TRVE n'est accessible qu'aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective pour laquelle l'ensemble des participants sont en aval d'un même poste HTA/BT.

**4.3 Coûts de commercialisation**

Dans sa proposition du 16 janvier 2020, la CRE a intégré aux TRVE les évolutions des coûts de commercialisation d'EDF incluant les coûts d'acquisition des CEE<sup>13</sup>. Les chiffres définitifs transmis dans le cadre des travaux préparatoires à la présente délibération par EDF à la CRE ne remettent pas en cause cette première estimation. Le montant des coûts commerciaux intégrés aux TRVE pour la présente proposition tarifaire est ainsi inchangé.

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des coûts de commercialisation en millions d'euros sur le périmètre TRVE d'EDF Commerce en France :



Le graphique ci-dessous présente l'évolution résultant des coûts unitaires en €/MWh intégrés aux TRVE :

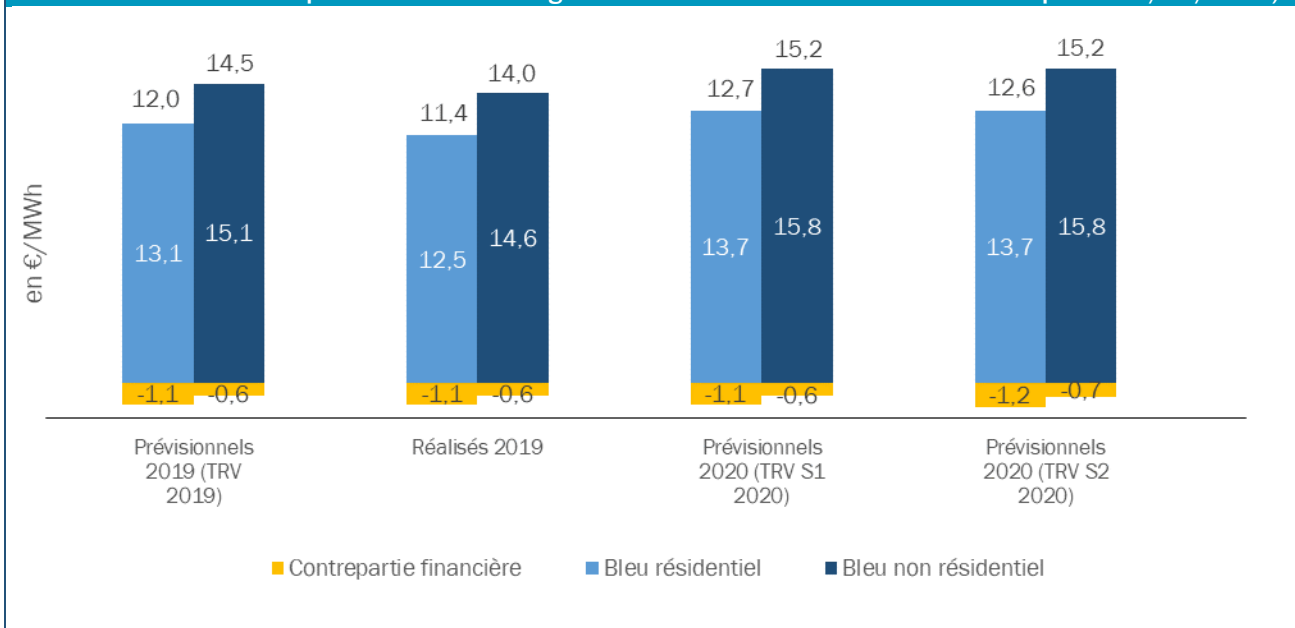
<sup>12</sup> Les TRVE en vigueur intègrent deux versions pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, dépendant de l'option du TURPE sous-jacente considérée. Les autoconsommateurs peuvent ainsi choisir entre une option standard du TURPE et une option « autoproduction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

- 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.

<sup>13</sup> Coûts prévisionnels pour l'année 2020



Figure 3 : Coûts de commercialisation incluant le coût d'acquisition des CEE d'EDF pour les clients aux TRV bleus - prévisionnels et réalisés en 2019 (base de données à température normale 2019) et prévisionnels 2020 (volumes prévisionnels 2020 à température normale, différents suivant les deux semestres de 2020 en fonction de l'évolution de la contrepartie financière à la gestion ces consommateurs en contrat unique au 01/08/2020)



### Effet des contreparties financières

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

Dans ce cadre, EDF reçoit depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018 une contrepartie financière venant en déduction des coûts de commercialisation intégrés aux TRVE. Ce sont ces éléments qui sont pris en compte dans la catégorie « *Effet des contreparties financières* » dans le graphique ci-dessus. La contrepartie financière prise en compte dans la présente délibération augmente et s'élève à 5,65 € par an et par client raccordé en BT ≤ 36 kVA (elle était de 5,10 € par an et par client jusqu'au 31 juillet 2020)<sup>14</sup>, ce qui occasionne une baisse du TRVE de 0,06 % TTC.

### Répartition des coûts de commercialisation

Les coûts de commercialisation présentés au périmètre des TRVE sont issus d'une répartition par segment de marché (résidentiels ou professionnels) et par produit (électricité, 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 lancés par la CRE sur les principes et clés d'affectation des coûts commerciaux d'EDF<sup>15</sup> d'une part, et sur les processus d'acquisition des CEE d'EDF<sup>16</sup> d'autre part.

Les deux rapports ne remettent pas en cause les méthodologies retenues par EDF et ont émis quelques recommandations qui ont été prises en compte dans l'affectation des coûts de commercialisation d'EDF. En particulier, le coût d'approvisionnement en CEE correspond désormais aux 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.

## 4.4 Rémunération normale de l'activité de fourniture

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

La CRE maintient le niveau de marge à 3,68 €/MWh dans la présente délibération, les évolutions du TURPE ne remettant pas en cause les conclusions de la délibération du 16 janvier 2020. Ce niveau de marge représente 3,1% des TRVE hors taxes, hors marge et hors rattrapage. Celui-ci demeure supérieur à l'espérance des risques pesant sur un fournisseur d'électricité.

<sup>14</sup> Pour cette même catégorie de clientèle, les fournisseurs alternatifs reçoivent une contrepartie financière maintenue à 6,8 €/an en 2020.

<sup>15</sup> Rapport d'analyse des principes et clés d'affectation des coûts commerciaux d'EDF réalisé par Columbus Consulting et publié en annexe de la délibération du 6 juillet 2017 portant proposition de tarifs réglementés de vente d'électricité

<sup>16</sup> Rapport d'audit des processus d'acquisition des certificats d'économie d'énergie d'EDF et analyse des clés d'affectation des coûts associés sur les différents segments, produits et offres d'EDF réalisé par Schwartz and Co et publié en annexe de la délibération du 25 juin 2019 portant proposition de tarifs réglementés de vente d'électricité



## 5. RATTRAPAGES TARIFAIRES

Dans 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 afin de compenser en un an la surcouverture des coûts par les TRVE au titre de l'année 2018. Sur le fondement des coûts et volumes de consommation prévisionnels à sa disposition, la CRE estime qu'au 31 juillet 2020, 74 M€ ont été rattrapés au titre de l'année 2018, sur un total à rattraper de 78 M€. La CRE propose de considérer que le rattrapage au titre de l'année 2018 est achevé et que les 4 M€ restant pour l'année 2018 seront déduits du rattrapage au titre de 2019.

Le rattrapage à la baisse de 0,58 €/MWh HT est donc supprimé et occasionne une hausse de +0,58 €/MWh (HT) du niveau des TRVE.

\*\*\*

S'agissant de l'exercice tarifaire 2019, la CRE a indiqué dans sa délibération du 16 janvier 2020, 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.

La CRE, dans sa délibération du 16 janvier 2020, a intégré une composante de coût de 2,25 €/MWh afin de réaliser le rattrapage en deux ans de ce montant.

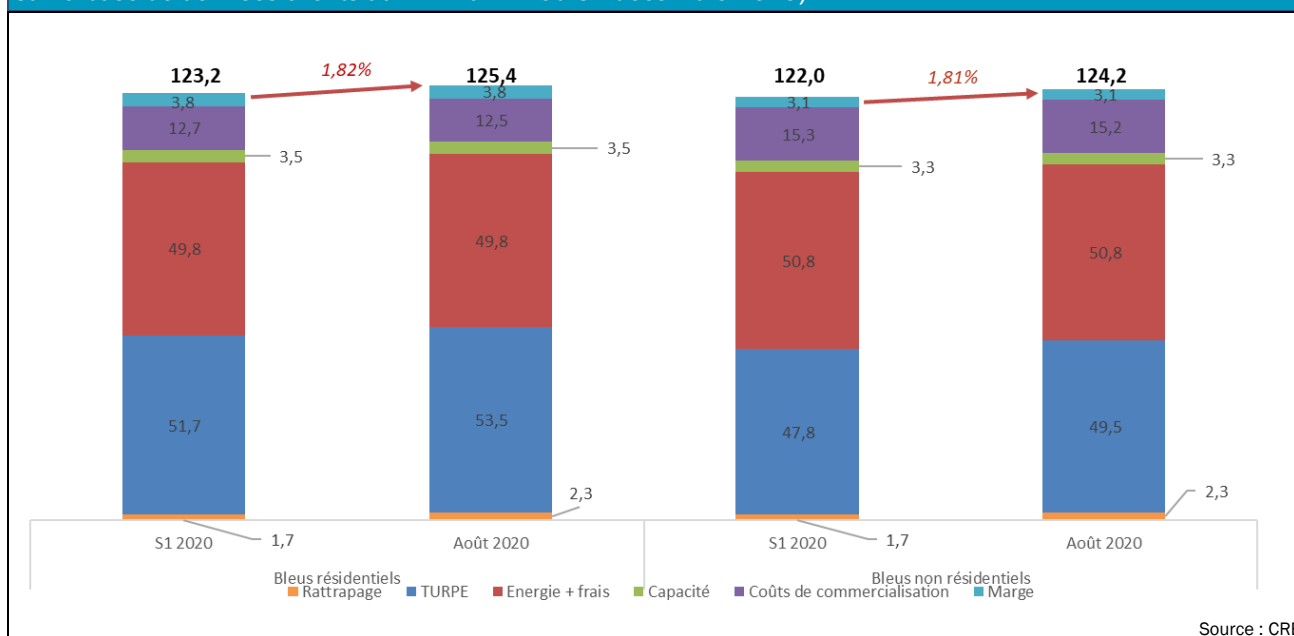
La CRE propose de maintenir inchangée cette composante de coût afin de poursuivre le rattrapage des montants non couverts en 2019.

## 6. SYNTHÈSE DU MOUVEMENT

Les barèmes de prix des TRVE annexés à la présente délibération sont la résultante 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, évaluée 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 2019 telles que présentées à la partie 2.

Figure 4 : Evolution moyenne en niveau des tarifs réglementés de vente hors taxes (en €/MWh, calculs fondés sur la base de données clients au TRVE d'EDF au 31 décembre 2019)



## 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<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 ».

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.

**8. BAREMES TARIFAIRES**

En application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie, « afin d'inciter à la maîtrise de la consommation, en particulier pendant les périodes de pointe, les ministres chargés de l'énergie et de l'économie peuvent fixer par arrêté pris annuellement après avis de la Commission de régulation de l'énergie :

- le pourcentage maximal que peut représenter la part fixe dans la facture hors taxes prévisionnelle moyenne à température normale pour chaque puissance souscrite de chaque option tarifaire du " tarif bleu résidentiel " ;
- le niveau minimal du rapport entre le prix de la période tarifaire le plus élevé et le prix de la période tarifaire le plus faible que doit respecter au moins une option du " tarif bleu " accessible aux consommateurs résidentiels. [...] »

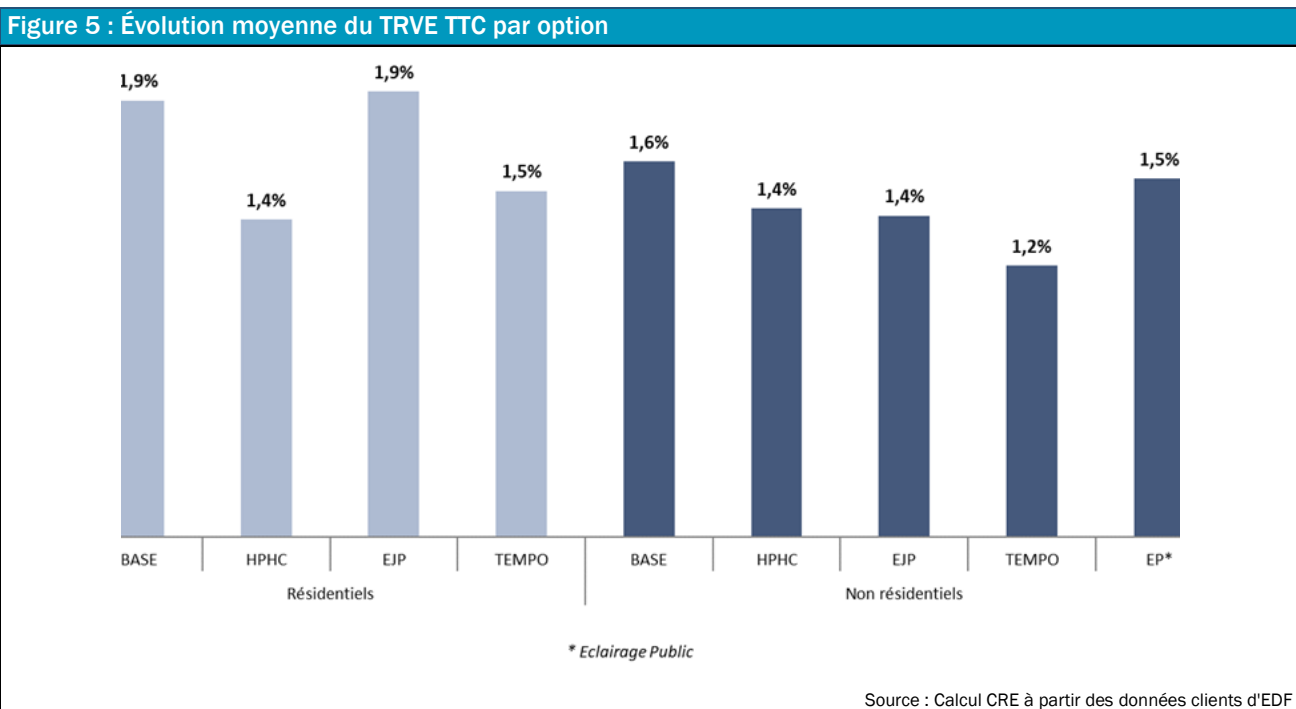
L'arrêté du 29 juin 2020 pris en application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie fixe à 7 le niveau minimal du ratio susmentionné et ne fixe pas de plafonnement du montant de la part fixe.

La CRE propose d'appliquer dans les barèmes tarifaires figurant en annexe le ratio de 7 à la seule option Tempo bleu résidentiel de manière cohérente avec ses précédentes propositions tarifaires.

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

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

Le mouvement proposé occasionne une hausse de + 1,82 % en moyenne des TRVE HT (soit + 1,55 % 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).

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.

Dans sa décision du 18 mai 2018 relative aux tarifs réglementés de vente d'électricité, le Conseil d'Etat 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. 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 :

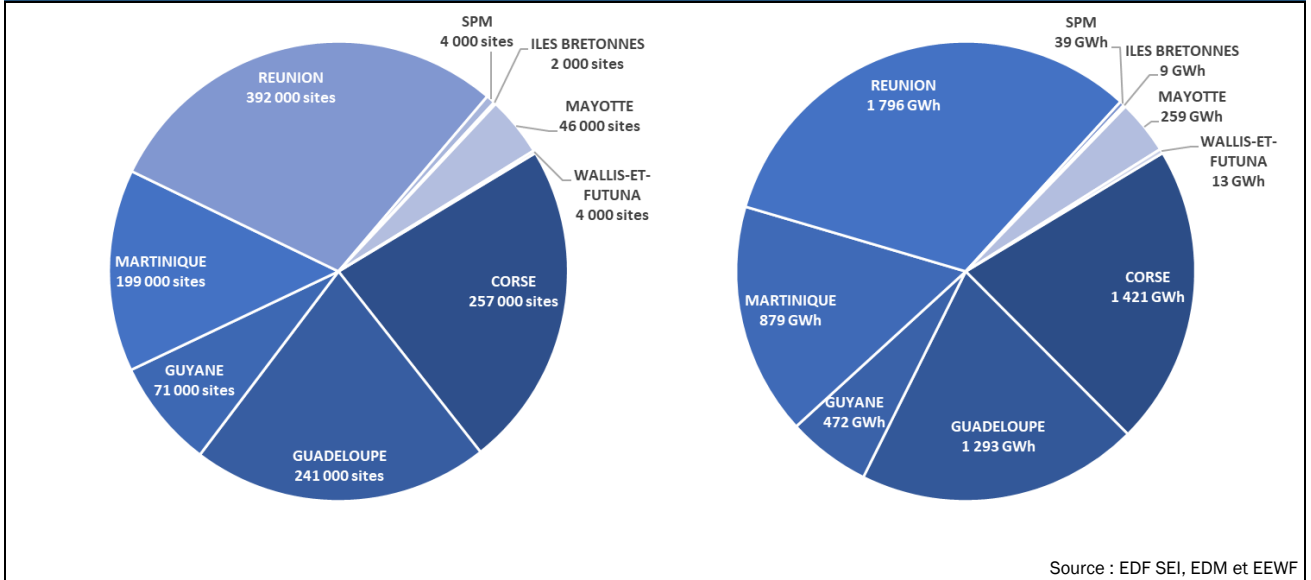
- en mai 2017, en amont de la délibération du 6 juillet 2017 à l'occasion de laquelle la CRE a introduit, pour les consommateurs souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA, de nouvelles options tarifaires dites « transition énergétique » (TE), en parallèle des options préexistantes dites « historiques ». 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 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.

Comme annoncé dans ses précédentes propositions tarifaires, la CRE a lancé en amont de la présente proposition tarifaire une étude s'appuyant sur les données de consommation exhaustives transmises par EDF SEI à la CRE. Les objectifs et suites de cette étude sont présentés ci-dessous (partie 3.3)

**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**

Les consommateurs raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA représentent 5,9 TWh soit 1 166 000 sites au 31 décembre 2019 qui se décomposent comme suit :

**Figure 6 : Etat des lieux au 31 décembre 2019 du nombre de sites et de l'énergie consommée, par tarif et par ZNI pour les clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA (TRVE bleus)**



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

Il en résulte que le niveau moyen des TRVE évolue comme suit :

- + 1,82 % HT pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 1,81 % HT pour les tarifs bleus professionnels.

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

**3.1 Etat des lieux**

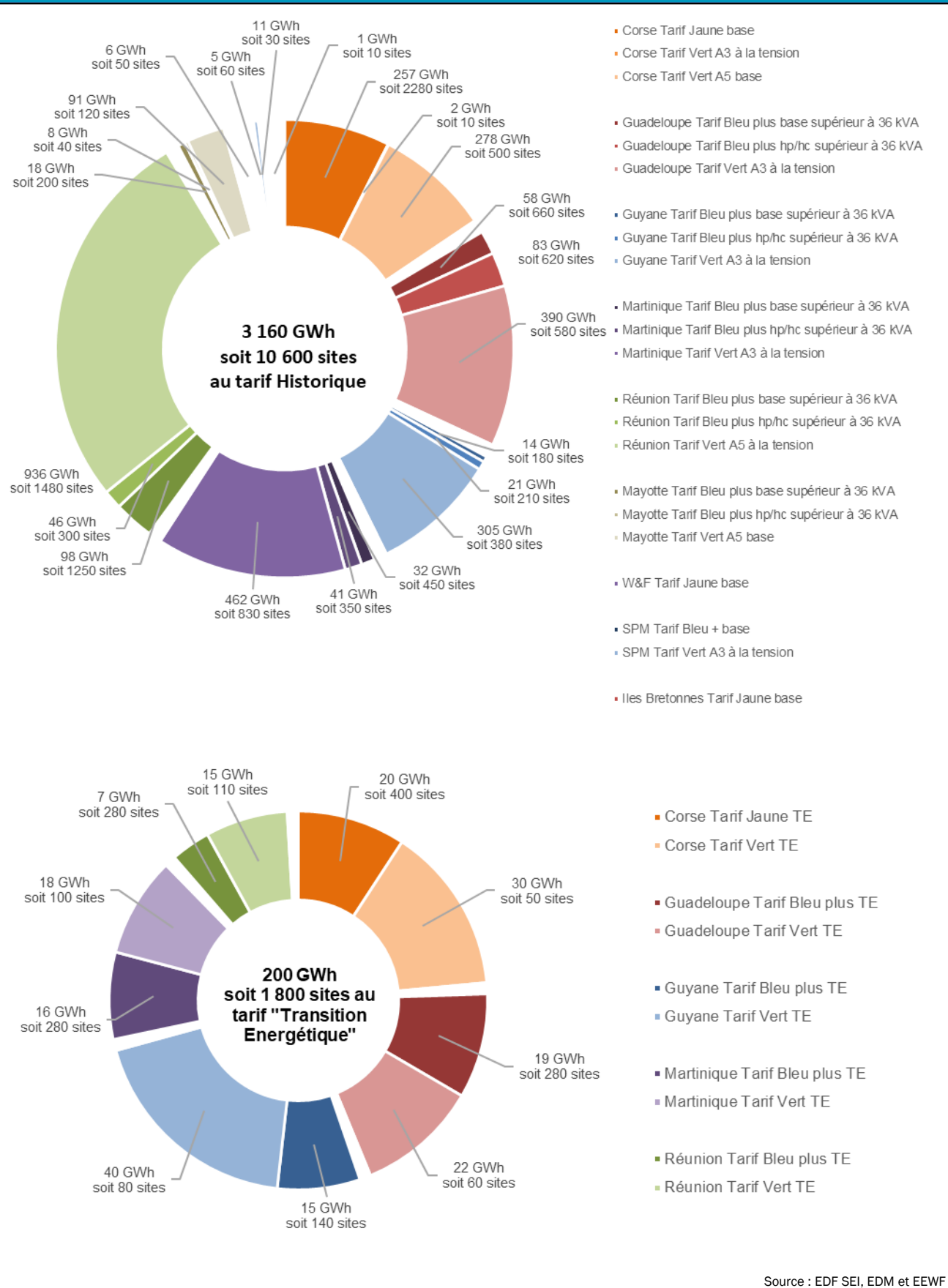
La CRE a pour mission de proposer les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) dans les territoires suivants : Corse<sup>17</sup>, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint-Pierre et Miquelon (SPM) et Wallis-et-Futuna.

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 2019 est indiquée dans le graphique ci-dessous. Le nombre de sites correspondant est également affiché.

<sup>17</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.



Figure 7 : Etat des lieux du nombre de sites et de l'énergie consommée, par tarif et par ZNI pour les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA



### **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 dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

Les composantes « énergie » et « capacité » sont déterminées à partir des outils développés par la CRE et utilisés pour l'élaboration des TRVE en France métropolitaine continentale. La méthodologie d'évaluation de ces composantes correspond à celle développée par la CRE pour les tarifs bleus de France métropolitaine continentale. 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.

Ces composantes, ainsi que celle de coûts de commercialisation ont été mises à jour lors du mouvement tarifaire de janvier 2020. La CRE propose donc de les conserver pour ce mouvement tarifaire sans les faire évoluer. La CRE avait intégré à l'occasion de ce même mouvement tarifaire une composante de rattrapage à la hausse liée à l'entrée en vigueur au 1er juin 2019 de sa proposition tarifaire du 7 février 2019. Cette composante est inchangée dans la présente proposition.

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 20 mai 2020 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT et appliqués aux profils de consommation considérés.

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

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

- **+ 0,9 % HT** pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- **+ 0,5 % 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 a pu transmettre à la CRE dans le cadre des analyses mentionnées précédemment étaient toutefois incomplètes. EDF SEI avait alors indiqué à la CRE que les données de consommation pour l'ensemble du portefeuille de clients, présentant au moins un an d'historique, ne seraient disponibles qu'à minima fin 2019.

EDF SEI a transmis l'ensemble de ces données à la CRE en février 2020. Les services de la CRE ont ainsi pu mettre à jour leurs analyses sur l'évolution des factures des clients dans les ZNI induite par le passage de l'option historique vers l'option « TE ». La CRE constate une dispersion des évolutions de factures conforme à ses premières estimations menées sur des données partielles.

Des évolutions notables peuvent par ailleurs être observées depuis 2017, date à laquelle les options « TE » avaient été élaborées, s'agissant des systèmes électriques dans l'ensemble des territoires concernés et de leurs perspectives d'évolution à moyen terme (révisions des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE), développement des ENR, du stockage, de la MDE...). Dans ce contexte, les services de la CRE ont également lancé en parallèle, des travaux sur la structure des options « TE », afin de déterminer si une révision de structures des options « TE » doit être envisagée afin d'adapter le signal tarifaire à moyen-terme qu'elles véhiculent. Les services de la CRE ont ainsi entrepris un nouveau calcul des structures des options « TE » en tenant compte des nouveaux projets de PPE afin d'identifier si la structure tarifaire cible à 2028, horizon des PPE, s'écarte de la structure tarifaire des options « TE » actuellement en vigueur. Une révision des structures cibles des options « TE » pourrait le cas échéant modifier le paysage d'évolution de factures.

Dans ce contexte, la CRE propose de ne pas faire évoluer la structure des TRVE dans les ZNI en attente des résultats définitifs de l'étude menée par la CRE et d'organiser dans les prochains mois des réunions d'échange et d'information pour chaque territoire avec les acteurs locaux afin de leur présenter les résultats de ces études ainsi que les évolutions envisagées. Outre les éventuels ajustements des structures tarifaires des options « TE » et la révision des modalités de lissage progressif permettant de passer des tarifs historiques aux tarifs historiques à la cible, avant leur suppression au profit des seuls tarifs TE, ces réunions de concertation avec les acteurs locaux devront être l'occasion pour EDF SEI de présenter l'ensemble des mesures qu'elle mettra en œuvre pour accompagner tout particulièrement les clients concernés par des évolutions plus significatives de facture : optimisation des options tarifaires choisies et des puissances souscrites, analyse au cas par cas des mesures de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) les plus adaptées à la situation spécifique de chaque client et de leurs impacts en termes de maîtrise de l'évolution globale de leurs factures...

### **3.4 Rémanence d'octroi de mer**

La loi relative à l'octroi de mer (loi n° 2004-639 du 2 juillet 2004 – Article 46) permet à EDF et EDM de répercuter sur leurs tarifs de vente d'électricité hors taxes le montant net d'octroi de mer<sup>18</sup>. Ce montant est appelé la rémanence d'octroi de mer.

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

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

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.

La CRE constate une évolution importante des montants déclarés pour la Martinique. Cette évolution se traduirait par une hausse des TRVE de l'ordre de 4% (en plus de l'évolution des barèmes hors taxes).

Dans ce contexte, la CRE souhaite lancer, en vue du mouvement tarifaire du premier semestre 2021, une étude approfondie sur ces montants.

Dans l'attente des résultats de cette analyse, la CRE propose de maintenir la valeur actuelle de la rémanence d'octroi de mer en Martinique dans la présente proposition.

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

<sup>18</sup> 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.

## **DECISION**

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la CRE propose les évolutions des tarifs réglementés de vente d'électricité aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

Dans le contexte de l'évolution des tarifs d'acheminement de l'électricité (TURPE) au 1<sup>er</sup> août 2020, 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 dans les ZNI. La CRE recommande que ces barèmes fassent chacun l'objet d'une décision spécifique.

Le mouvement tarifaire objet de la présente proposition tarifaire a vocation à s'appliquer concomitamment à la mise en place des nouveaux barèmes du TURPE, soit en l'espèce le 1<sup>er</sup> août 2020.

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 2 juillet 2020.**

**Pour la Commission de régulation de l'énergie,**

**Le Président,  
Jean-François CARENCO**