



DÉLIBÉRATION N° 2019-139

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 juin 2019 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, et Jean-Laurent LASTELLE commissaires.

En France métropolitaine continentale, en application des dispositions de l'article L. 337-7 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité (ci-après « TRVE ») sont proposés aux clients souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental (ZNI), en application des dispositions de l'article L. 337-8 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité 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 de l'énergie et de l'économie ces TRVE.

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 25 juin 2019, la CRE fait évoluer les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT. En conséquence, la CRE propose une évolution des barèmes des TRVE afin de prendre en compte l'évolution de la composante de coût liée à l'acheminement.

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. La CRE a réexaminé l'ensemble des composantes de l'empilement :

- les coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité ainsi que les frais et la rémunération normale de l'activité de fourniture n'évoluent pas par rapport à la proposition de la CRE du 7 février 2019.
- les coûts commerciaux sont inchangés en tenant compte d'un rattrapage à la baisse lié à une surcouverture des coûts par les TRVE au titre de l'année 2018.
- enfin, la composante d'acheminement évolue de +3,53 % suite à l'entrée en vigueur du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2019.

Sur ce fondement, le mouvement tarifaire proposé consiste en une évolution du niveau moyen de +1,47 % HT, ce qui représente 1,72 €/MWh, soit + 1,23 % TTC et qui se décompose en :

- **+ 1,49 % HT, ce qui représente 1,76 €/MWh, soit + 1,26 % TTC**, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- **+ 1,34 % HT, ce qui représente 1,55 €/MWh, soit + 1,10 % TTC**, pour les tarifs bleus professionnels.

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'achat sur les marchés de gros), d'une part capacité, d'une part acheminement (TURPE), d'une part de commercialisation et d'une part de rémunération normale, en cohérence avec le principe de tarification par empilement précisé à l'article L. 337-6 du code de l'énergie.

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

- **+ 1,49 % HT** pour les tarifs bleus résidentiels ;
- **+ 1,34 % HT** pour les tarifs bleus professionnels ;
- **+ 1,04 % 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) ;
- **+ 0,54 % HT** pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

Par ailleurs, la CRE poursuit l'évolution progressive de la structure des options « historiques » amorcée lors du mouvement tarifaire de l'été 2018. L'objectif final est de faire converger la structure des options « historiques » vers une structure cible cohérente avec les options « transition énergétique » selon 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.

Toutefois, comme indiqué dans la délibération du 12 juillet 2018 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité, la CRE se réserve la possibilité de revoir ce calendrier lors du mouvement tarifaire de l'été 2020, date à laquelle elle pourra réaliser des analyses détaillées sur les impacts de telles évolutions en structure sur la facture de l'ensemble des clients et sur les mesures pouvant être mises en place pour les limiter. Dans l'attente de ces analyses, la CRE propose, dans la présente délibération, de réaliser une nouvelle étape d'ampleur limitée pour la convergence de la structure des options « historiques » vers la structure cible. La CRE propose ainsi de réaliser une évolution en structure de 5 % des options « historiques » vers la cible, en conservant leurs niveaux moyens.

Le mouvement tarifaire proposé a vocation à s'appliquer concomitamment à l'évolution du TURPE au 1^{er} août 2019.

Les méthodologies ainsi que les hypothèses retenues par la CRE pour établir sa proposition sont explicitées dans la présente délibération. Les barèmes de prix 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'un arrêté 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

1. CADRE JURIDIQUE ET RÉGLEMENTAIRE	4
2. PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE CONTINENTALE	5
3. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT	6
3.1 DÉFINITION DE L'EMPILEMENT	6
3.2 OBJECTIF DE L'EMPILEMENT : ASSURER LA CONTESTABILITÉ DES TRVE	6
4. MÉTHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT	6
4.1 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.....	6
4.1.1 PROFILS DE CONSOMMATION	7
4.1.2 COÛT DE L'ARENH.....	7
4.1.3 COÛT DU COMPLÉMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE AU MARCHÉ.....	8
4.1.4 COÛT DU COMPLÉMENT D'APPROVISIONNEMENT EN CAPACITÉ AU MARCHÉ	8
4.1.5 FRAIS LIÉS À L'ACTIVITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE ET CAPACITÉ	8
4.2 COÛTS D'ACHEMINEMENT (TURPE).....	9
4.3 COÛTS DE COMMERCIALISATION.....	10
4.3.1 ÉVOLUTIONS DES COÛTS DE COMMERCIALISATION INCLUANT LES COÛTS D'ACQUISITION DES CERTIFICATS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE (CEE) D'EDF AU PÉRIMÈTRE TRVE.....	11
4.3.2 AFFECTATION DES COÛTS DE COMMERCIALISATION D'EDF PAR CATÉGORIE DE CLIENT	11
4.3.3 COMPOSANTE DES COÛTS DE COMMERCIALISATION UNITAIRES RETENUE DANS LES TRVE	12
4.4 RÉMUNÉRATION NORMALE DE L'ACTIVITÉ DE FOURNITURE	13
4.4.1 LA RÉMUNÉRATION NORMALE DE L'ACTIVITÉ DE FOURNITURE PERMET DE COUVRIR LES RISQUES SUPPORTÉS PAR LES FOURNISSEURS.....	13
4.4.2 LA CRE PROPOSE DE MAINTENIR INCHANGÉ LE NIVEAU DE MARGE, EN €/MWH, RETENU DANS LES TARIFS RÉGLEMENTÉS	14
5. RATTRAPAGES TARIFAIRES.....	15
6. SYNTHÈSE DU MOUVEMENT	15
7. COÛTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF	16
8. BARÈMES TARIFAIRES	16
9. EFFETS DES ÉVOLUTIONS TARIFAIRES EN STRUCTURE SUR LES FACTURES DES CONSOMMATEURS PAR OPTION TARIFAIRE	16
PARTIE 2 : LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN ZNI	17
1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE	17
2. LES TARIFS RÉGLEMENTÉS POUR LES CONSOMMATEURS RACCORDÉS EN BASSE TENSION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFÉRIEURE OU ÉGALE À 36 KVA SONT MAINTENUS IDENTIQUES À CEUX DE MÉTROPOLE CONTINENTALE	18
3. ÉVOLUTIONS DES TRVE POUR LES CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPÉRIEURE À 36 KVA OU RACCORDÉS EN HAUTE TENSION	18
3.1 ETAT DES LIEUX.....	18
3.2 ÉVOLUTION EN NIVEAU : L'ENSEMBLE DES TARIFS RESPECTE LE PRINCIPE DE PÉRÉQUATION TARIFAIRE..	19
3.3 ÉVOLUTION EN STRUCTURE	20
3.4 RÉMANENCE D'OCTROI DE MER.....	21
3.5 AUTRES ÉVOLUTIONS À VENIR	21
DÉCISION.....	22

PARTIE 1 : LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE CONTINENTALE

1. CADRE JURIDIQUE ET RÉGLEMENTAIRE

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

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres de l'énergie et de l'économie les TRVE.

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

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRVE¹.

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

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

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

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

Par ailleurs, la Directive (UE) 2019/944 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE (ci-après la « Directive ») à l'article 5 « Prix de fourniture basés sur le marché » que :

- les prix de fourniture sont fixés librement ;
- par dérogation, les Etats membres peuvent intervenir dans la fixation des prix pour les clients résidentiels vulnérables ou en situation de précarité énergétique, sous réserve du respect de conditions énumérées dans la Directive² ;
- les Etats membres peuvent également prévoir par dérogation d'intervenir dans la fixation des prix pour les clients résidentiels et microentreprises³ qui ne bénéficient pas des interventions publiques visées ci-dessus sous réserve du respect de conditions plus restrictives énumérées dans la Directive⁴.

¹ 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. »

² « 4. Les interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité :

a) poursuivent un objectif d'intérêt économique général et ne vont pas au-delà de ce qui est nécessaire pour atteindre cet objectif d'intérêt économique général ;
 b) sont clairement définies, transparentes, non discriminatoires et vérifiables ;
 c) garantissent aux entreprises d'électricité de l'Union un égal accès aux clients ;
 d) sont limitées dans le temps et proportionnées en ce qui concerne leurs bénéficiaires ;
 e) n'entraînent pas de coûts supplémentaires pour les acteurs du marché d'une manière discriminatoire. »

³ Une microentreprise est définie à l'article 2(6) de la Directive comme « une entreprise qui emploie moins de dix personnes et dont le chiffre d'affaires annuel et/ou le total du bilan annuel n'excède pas 2 millions d'euros ».

⁴ « 4. Les interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité :

a) poursuivent un objectif d'intérêt économique général et ne vont pas au-delà de ce qui est nécessaire pour atteindre cet objectif d'intérêt économique général ;
 b) sont clairement définies, transparentes, non discriminatoires et vérifiables ;
 c) garantissent aux entreprises d'électricité de l'Union un égal accès aux clients ;

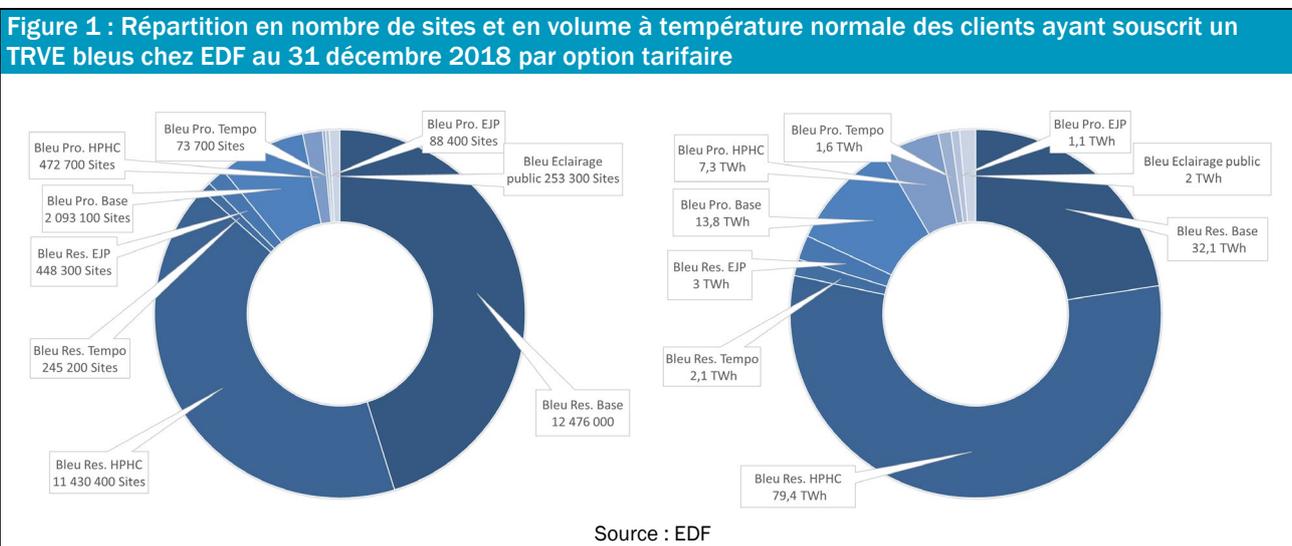
L'article 10 du projet de loi relatif à l'énergie et au climat actuellement en discussion à l'Assemblée nationale permet d'assurer la transposition de l'article 5 de la Directive évoquée ci-dessus.

Dans l'attente de l'adoption du projet de loi relatif à l'énergie et au climat visé ci-dessus, la CRE propose pour la métropole continentale, afin d'assurer le bon fonctionnement du marché de l'électricité, de maintenir pour les sites non résidentiels « appartenant à des grandes entreprises » les mêmes dispositions que dans des précédentes délibérations, à savoir que les sites souscrivant actuellement les TRVE peuvent continuer à en bénéficier dès lors qu'ils ne changent pas d'option tarifaire ou de puissance souscrite.

De même, s'agissant des nouvelles souscriptions et des changements d'option ou de puissance souscrite, la CRE propose, afin d'identifier les sites appartenant des grandes entreprises, de ne pas modifier la définition retenue par les ministres concernés dans leur décision du 28 mai 2019 relative aux TRVE.

2. PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE 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 2018⁵, les TRVE représentent 25 millions de sites résidentiels (soit 78 % des sites) et 3 millions de sites « petits professionnels » (soit 70 % 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.



Les TRVE verts perdurent pour les clients raccordés en haute tension (HTA) de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, qui représentent un peu plus de 5 000 sites. Il subsiste également des offres de fourniture aux TRVE dites « atypiques⁶ » ou « exotiques⁷ » pour certains clients.

d) sont limitées dans le temps et proportionnées en ce qui concerne leurs bénéficiaires;

e) n'entraînent pas de coûts supplémentaires pour les acteurs du marché d'une manière discriminatoire. »

« 6. Dans le but d'assurer une période transitoire permettant d'établir une concurrence effective entre les fournisseurs pour les contrats de fourniture d'électricité et de parvenir à une fixation pleinement effective des prix de détail de l'électricité fondée sur le marché conformément au paragraphe 1, les États membres peuvent mettre en œuvre des interventions publiques dans la fixation des prix pour la fourniture d'électricité aux clients résidentiels et aux microentreprises qui ne bénéficient pas d'interventions publiques en vertu du paragraphe 3.»

« 7. Les interventions publiques effectuées en vertu du paragraphe 6 respectent les critères énoncés au paragraphe 4 et :

a) sont assorties d'un ensemble de mesures permettant de parvenir à une concurrence effective et d'une méthode d'évaluation des progrès en ce qui concerne ces mesures;

b) sont fixées à l'aide d'une méthode garantissant un traitement non discriminatoire des fournisseurs;

c) sont établies à un prix supérieur aux coûts, à un niveau permettant une concurrence tarifaire effective;

d) sont conçues de façon à réduire au minimum tout impact négatif sur le marché de gros de l'électricité;

e) garantissent que tous les bénéficiaires de telles interventions publiques ont la possibilité de choisir des offres du marché concurrentielles et qu'ils sont directement informés, au moins tous les trimestres, de l'existence d'offres et des économies possibles sur le marché concurrentiel, en particulier en ce qui concerne les contrats d'électricité à tarification dynamique, et garantissent que ceux-ci bénéficient d'une assistance pour passer à une offre fondée sur le marché;

f) garantissent que, en vertu des articles 19 et 21, tous les bénéficiaires de telles interventions publiques ont le droit de disposer de compteurs intelligents installés sans frais préalables supplémentaires pour le client et se voient proposer une telle installation, sont directement informés de la possibilité d'installer des compteurs intelligents et bénéficient de l'assistance nécessaire;

g) ne se traduisent pas par des subventions croisées directes entre les clients fournis aux prix du marché libre et ceux fournis aux prix de fourniture réglementés. »

⁵ Cf. Observatoire des marchés de détail du 3^{ème} trimestre 2018 de la CRE

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

⁷ TRV bleus non résidentiels pour utilisations longues sans comptage et pour fournitures diverses.

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 ;
- 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 réglementés⁸ ».

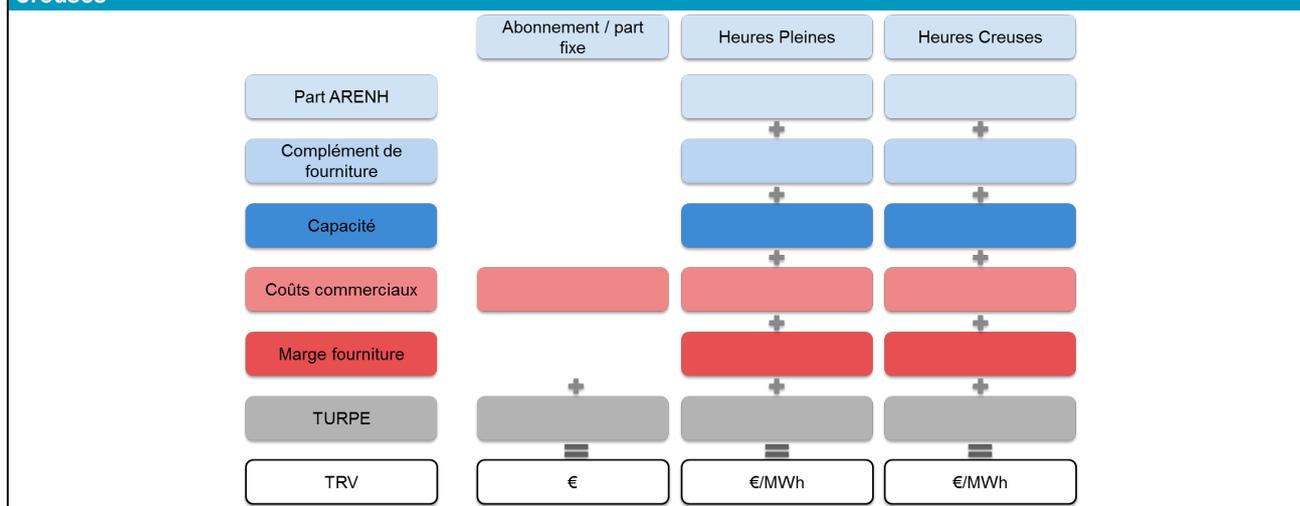
La CRE applique les principes de la tarification par empilement à chaque composante de la structure des tarifs (abonnement et parts variables de chaque poste horosaisonnier) pour chaque puissance de chaque option tarifaire, ce qui permet de :

- 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.

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.

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



4. MÉTHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT

4.1 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

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

La CRE maintient, dans la présente proposition, le coût d’approvisionnement en énergie et en capacité tel que calculé dans la proposition tarifaire du 7 février 2019. Ces coûts ont vocation à évoluer une fois par an en début d’année.

4.1.1 Profils de consommation

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

A 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 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 horaires saisonnières du tarif considéré. Par exemple pour l’option résidentielle heure pleine/heure creuse, il existe un sous-profil RES2-P1 pour les heures pleines et un sous-profil RES2-P2 pour les heures creuses.

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

4.1.2 Coût de l’ARENH

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

Le prix de l’ARENH pour livraison en année calendaire 2019 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’écêtement) en % de l’énergie consommée

PRO1	PRO2	PRO3	PRO4	PRO5	RES11	RES1	RES2	RES3	RES4	Total
65%	71%	66%	59%	96%	76%	81%	63%	48%	45%	67%

Le produit ARENH contient des garanties de capacité qui sont prises en compte le cas échéant dans le calcul du complément de garanties de capacité à intégrer dans les TRVE. 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 2018 que les volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs alternatifs lors du guichet du 21 novembre 2018 s'élevaient à 132,98 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 25 octobre 2018, la CRE a réparti les 100 TWh d'ARENH au prorata des demandes des fournisseurs, hors filiales contrôlées par EDF. Elle a ensuite notifié à chacun d'eux qu'il recevrait 75,2 % de sa demande d'ARENH.

L'article R. 337-19 du code de l'énergie dispose que « Le coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique est déterminé en fonction du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique appliqué au prorata de la quantité de produit théorique calculée en application de l'article R. 336-14, compte tenu, le cas échéant, de l'atteinte du volume global maximal d'électricité nucléaire historique fixé par l'article L. 336-2 ».

En conséquence et en application de la méthodologie établie lors de sa délibération du 11 janvier 2018, la CRE a répliqué dans la délibération du 7 février 2019 les effets de cet écrêtement en réduisant la part d'approvisionnement à l'ARENH à due proportion de l'écrêtement des volumes.

L'effet de l'écrêtement ARENH est maintenu sans changement dans la présente proposition tarifaire.

4.1.3 Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché

Dans la délibération du 7 février 2019, la CRE applique une période de lissage du prix de marché pour le calcul du coût d'approvisionnement sur 24 mois – hors complément d'approvisionnement lié à l'écrêtement ARENH. Le prix de marché moyen résultant est de 43,1 €/MWh pour un produit de type calendrier base et de 56,2 €/MWh pour un produit de type calendrier pointe.

De même, en application de la méthodologie détaillée dans la délibération du 11 janvier 2018, la CRE considère que le complément d'approvisionnement en énergie consécutif à l'écrêtement ARENH est approvisionné de façon lissée, sur les marchés de gros, entre le 30 novembre (date à laquelle le niveau d'écrêtement a été communiqué aux fournisseurs) et le 21 décembre 2018. Le prix moyen du produit Calendaire Base 2019 sur cette période s'élève à 59,4 €/MWh.

Enfin, en cohérence avec la méthodologie annoncée dans ses précédentes délibérations, la CRE applique une structure de prix reflétant un approvisionnement pour partie à l'ARENH (en tenant compte de son écrêtement) et pour partie au marché.

Le niveau et la structure de coût du complément d'approvisionnement au marché est maintenu sans changement dans la présente proposition tarifaire par rapport à la délibération du 7 février 2019.

4.1.4 Coût du complément d'approvisionnement en capacité au marché

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

Dans la délibération du 7 février 2019, la CRE retient comme prix de référence pour le complément d'approvisionnement en capacité – hors effet de l'écrêtement ARENH – la moyenne des prix révélés lors des sept enchères de capacité ayant eu lieu entre le 14 décembre 2017 et le 13 décembre 2018. Le prix résultant s'établit à 17 365 €/MW.

De même, s'agissant du complément d'approvisionnement en capacité consécutif à l'écrêtement ARENH, la CRE considère qu'il a été exclusivement réalisé lors de l'enchère de capacité du 13 décembre 2018 (la seule intervenue entre le 30 novembre et le 21 décembre 2018), au prix de 18 045,7 €/MW.

Ces niveaux de coût sont maintenus sans changement dans la présente proposition tarifaire.

4.1.5 Frais liés à l'activité d'approvisionnement en énergie et capacité

4.1.5.1 Frais d'accès au marché de l'énergie

L'approvisionnement en énergie sur les marchés intègre des frais spécifiques pris en compte dans le calcul des TRVE. Ces frais sont listés dans les tableaux ci-dessous :

Tableau 4 : Frais d'accès aux produits à terme

Futures trading fees (EEX price list)	0,0075 €/MWh échangé
Futures clearing fees (ECC price list)	0,005 €/MWh échangé
Futures total fees	0,0125 €/MWh échangé
Futures delivery fees	0,01 €/MWh livré

Tableau 5 : Frais d'accès au marché spot

Day-ahead trading fees (EPEX spot price list)	0,07 €/MWh échangé
Day-ahead clearing fees (ECC price list)	0,015 €/MWh échangé

4.1.5.2 Frais d'accès au marché de capacité

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

Tableau 6 : Frais d'accès au marché de capacité

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

4.1.5.3 Autres éléments de coûts intégrés au TRVE

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

Hypothèses retenues dans la méthodologie de construction des TRVE

Garanties liées aux achats au marché et à l'ARENH	L'immobilisation de capital associée à ces garanties est considérée comme étant prise en compte dans la rémunération normale présentée au paragraphe 4.5
Coûts des écarts du périmètre d'équilibre	0,3 €/MWh ⁹
Frais de soutirage RTE	0 €/MWh ¹⁰
Contribution sociale de solidarité des sociétés	0,2 €/MWh ¹¹

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 25 juin 2019 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT.

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

Au 1^{er} août 2017, la CRE a introduit de nouvelles options du TURPE présentant une différenciation été/hiver pour les consommateurs bénéficiant de compteurs Linky. Les fournisseurs sont ainsi en mesure de réaliser une optimisation du TURPE en tenant compte de ces nouvelles options dès lors qu'ils disposent d'au moins un an d'historique de consommation. Dans ses précédentes propositions tarifaires, la CRE avait proposé de ne pas intégrer cette optimisation dans les TRVE, le nombre de compteurs Linky déployés étant alors relativement peu important.

Dans la présente proposition tarifaire, la CRE propose désormais de prendre en compte cette optimisation pour la part des clients présents dans le portefeuille au TRVE d'EDF au 31 décembre 2018 équipés d'un compteur Linky depuis au moins un an. Les fournisseurs sont alors en mesure sur le fondement de la consommation annuelle de ces clients¹², de choisir l'option du TURPE - dont l'option à quatre plages temporelles - qui minimise leur coût

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

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

¹¹ Conformément aux articles L. 137-30 et suivants du Code de la sécurité sociale

¹² Relevée mensuellement sur chacun des postes horosaisonniers par le compteur Linky

d'acheminement. La CRE retient pour la présente délibération une part de 20% de clients pour lesquels cette optimisation est réalisée, correspondant au niveau de déploiement des compteurs Linky au 31 décembre 2017.

Cette optimisation entraîne une baisse de 0,4 % TTC du TRVE en moyenne sur le portefeuille de clients d'EDF.

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 relatives :

- d'une part, à la composante de gestion spécifique appliquée aux autoconsommateurs ;
- d'autre part, à la composante de soutirage pour les consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective, qui présente de nouvelles options/version 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. Des versions spécifiques leur sont proposées et intègrent les évolutions du TURPE mentionnées ci-dessus.

Conformément à ses précédentes délibérations, la CRE propose 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 »¹³ :

- 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.

4.3 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.

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

¹³ 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

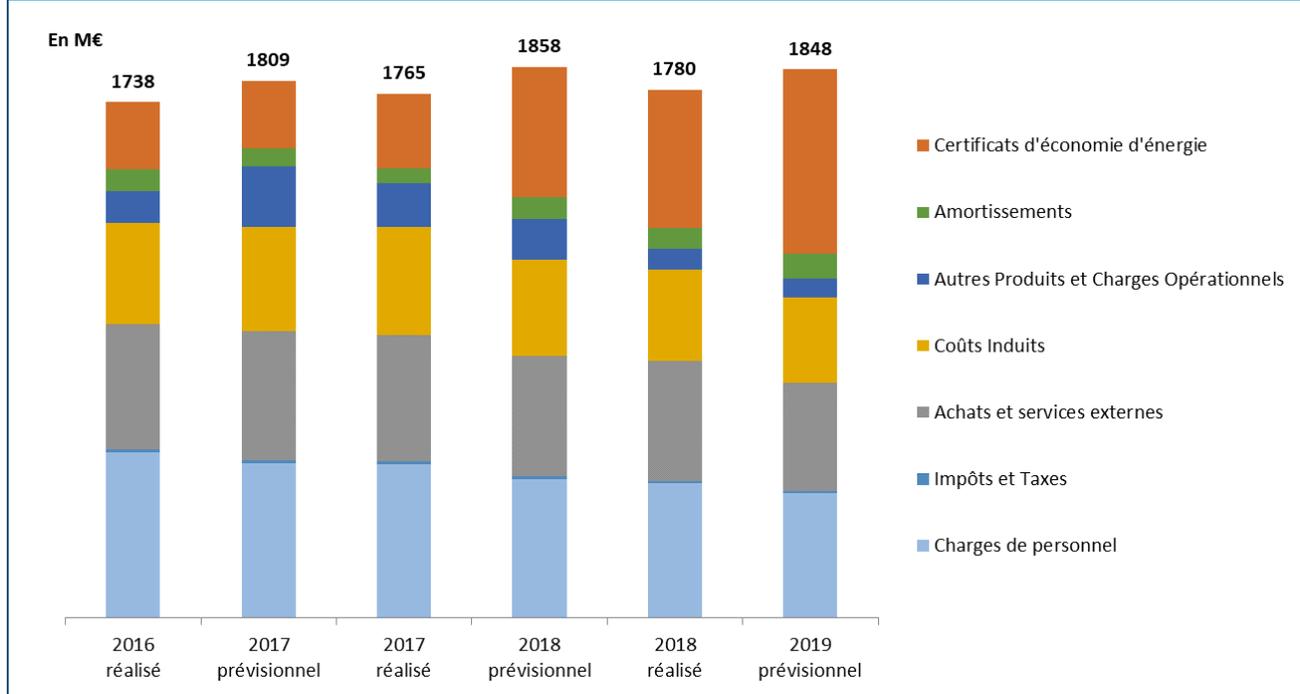
Par ailleurs, dans sa décision du 3 octobre 2018, le Conseil d'Etat indique que la prise en compte d'avantages immatériels dont pourraient bénéficier les fournisseurs historiques n'est pas prévue par l'article L.337-6 du code de l'énergie ni par aucune autre disposition législative ou réglementaire.

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

4.3.1 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.

Figure 3 : Evolution des coûts commerciaux et CEE d'EDF au périmètre TRVE entre 2016 et 2019



Les coûts de commercialisation réalisés en 2018 sur le périmètre TRVE sont inférieurs aux coûts prévisionnels sur la même année. Cette baisse est principalement due à une baisse des charges de personnel et des coûts induits¹⁴, notamment sur le marché des particuliers et à une baisse des irrécouvrables au sein des APCO (Autres produits et charges opérationnels). Cette baisse est partiellement compensée par une hausse des coûts des CEE au cours de l'année 2018. Celle-ci explique en grande partie la sur-couverture des coûts constatée sur cette période (cf. partie 5).

Les coûts de commercialisation prévisionnels en 2019 sur le périmètre TRVE sont en hausse par rapport aux coûts réalisés 2018. Cette hausse s'explique principalement par une forte hausse des coûts des CEE pour 2019. Elle est partiellement compensée par une baisse des charges de personnel et des coûts induits, ainsi que par une baisse des achats et services externes (prestataires, éditique,...).

La forte augmentation des coûts d'acquisition des CEE prise en compte dans les TRVE depuis 2017 est cohérente avec l'augmentation du prix des CEE liée à la tension importante pesant sur le dispositif CEE depuis la mise en œuvre de la 4^{ème} période, qui prévoit une forte hausse des obligations pour les fournisseurs d'énergie.

4.3.2 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, 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

¹⁴ Quote-part des coûts complets des Directions Support du Groupe EDF (Immobilier, R&D, Direction des Services Partagés, ...) affectée aux TRVE.

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, est disponible sur le site de la CRE en accompagnement de la présente délibération.

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 souhaite 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. La CRE envisage en ce sens de laisser un délai d'une année avant d'appliquer cette nouvelle méthodologie.

4.3.3 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 2019.

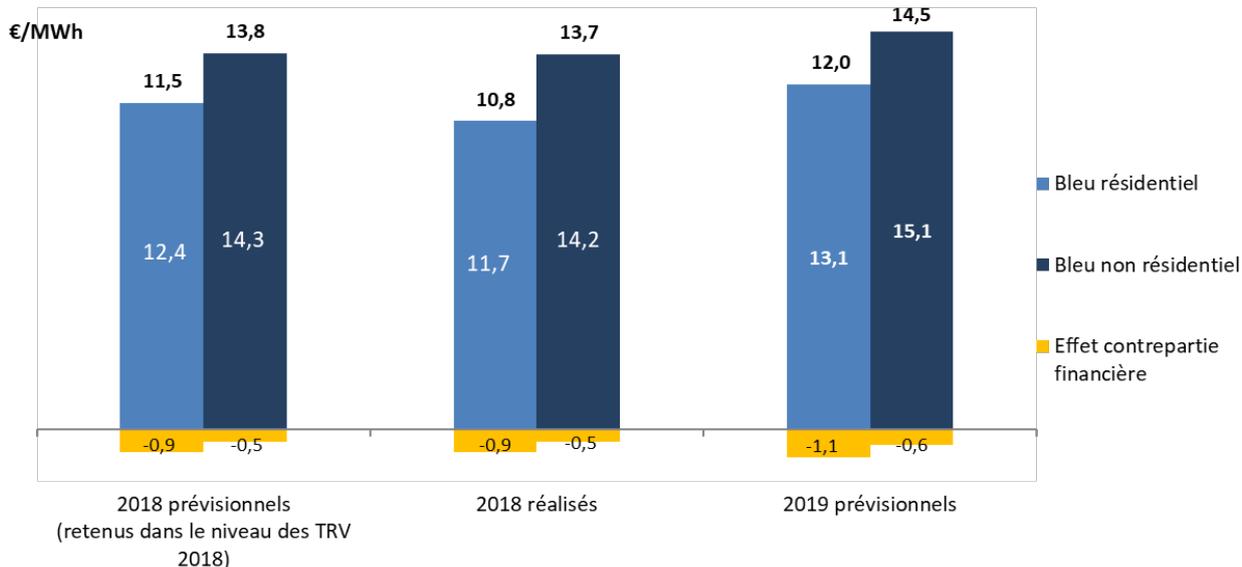
Dans sa proposition du 7 février 2019, la CRE indiquait que « *Les premières estimations de coûts commerciaux au périmètre des TRVE communiquées par EDF à la CRE montrent une augmentation, de l'ordre de 1€/MWh, des coûts prévisionnels de CEE pour l'année 2019, compensée par une baisse du même ordre de grandeur des prévisions de coûts commerciaux hors CEE d'EDF pour 2019* ».

L'estimation définitive des coûts de commercialisation pour l'année 2019 au périmètre TRVE et communiquée par EDF à la CRE en avril 2019 se traduit par une réévaluation à la hausse de la prévision des coûts d'acquisition des CEE pour 2019 et par suite une augmentation des coûts unitaires pour les clients aux TRVE (en €/MWh) par rapport à la première prévision.

La réduction sensible des volumes de vente aux TRVE explique par ailleurs l'augmentation des coûts unitaires en €/MWh pour l'année 2019 par rapport aux coûts pris en compte en 2018 dans les TRVE alors même que les montants à couvrir en millions d'euros sont sensiblement les mêmes.

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

Figure 4 : Coûts de commercialisation incluant le coût d'acquisition des CEE d'EDF pour les clients aux TRV bleus - prévisionnels et réalisés en 2018 (base de données à température normale 2018) et prévisionnels 2019 (volumes prévisionnels 2019 à température normale)



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 à partir du 1^{er} janvier 2018 une contrepartie financière venant en déduction des coûts de commercialisation intégrés aux TRVE. Ce sont ces éléments qui sont pris en compte dans la catégorie « *Effet des contreparties financières* » dans le graphique ci-dessus. 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 (4,5 € par an et par client jusqu'au 1^{er} août 2019) ¹⁵.

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.

4.4 Rémunération normale de l'activité de fourniture

4.4.1 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 ;

¹⁵ Pour cette même catégorie de clientèle, les fournisseurs alternatifs reçoivent une contrepartie financière de 6,8 €/an en 2019.

- 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 prudente¹⁶.

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 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.

A la suite des analyses qu'elle a menées en amont de la délibération du 12 juillet 2018, la CRE avait proposé de relever le niveau de la marge de 3% à 3,5% pour prendre en compte l'augmentation du coût de couverture des risques liés à l'approvisionnement en capacité (démarrage du dispositif avec la mise en place de plusieurs enchères pour la même année de livraison) et aux erreurs de prévision du portefeuille (en raison d'une hausse de la volatilité des prix sur les marchés de gros). Au surplus, les garanties de capacité sont payées au moment des enchères, engendrant des avances de trésorerie conséquentes pour les fournisseurs. La CRE considère que cette hausse du niveau de marge est propre au contexte spécifique du marché de détail français et ne remet pas en cause les conclusions relatives à la référence de marge nette issue du benchmark cité précédemment, qui doit s'entendre « hors effet lié au contexte spécifique français ».

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

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

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 7 février 2019. Ce niveau de marge représente 3,2% des TRVE hors taxes et hors marge. Celui-ci demeure supérieure à l'espérance des risques pesant sur un fournisseur d'électricité.

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. L'ensemble des valeurs sont inchangées par rapport à la précédente délibération.

¹⁶ 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.

Tableau 7 : 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 »	0,90	1,92
risque « macroéconomique »	0,00	0,15
risque « portefeuille »	0,00	0,34
risque lié à l'approvisionnement en capacité	0,04	0,28
niveau implicite des risques « autres »	0,00	0,99
Total	0,94	3,68

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

Sur le fondement des coûts et des volumes de ventes réalisés sur l'année 2018, la CRE constate que les recettes d'EDF par les TRVE ont été sensiblement supérieures aux prévisions retenues dans les propositions tarifaires du 11 janvier 2018 et du 12 juillet 2018 entrées en vigueur respectivement au 1^{er} février et au 1^{er} août 2018. Cette sur-couverture représente 78 millions d'euros pour l'année 2018. La CRE propose d'intégrer le rattrapage de ces montants dans la présente proposition, ce qui occasionne une baisse des TRVE bleus de 0,58 €/MWh HT.

La sur-couverture constatée sur 2018 est due principalement aux coûts de commercialisation réalisés pour 2018 qui se sont avérés être inférieurs aux coûts prévisionnels pris en compte dans les propositions de la CRE en 2018.

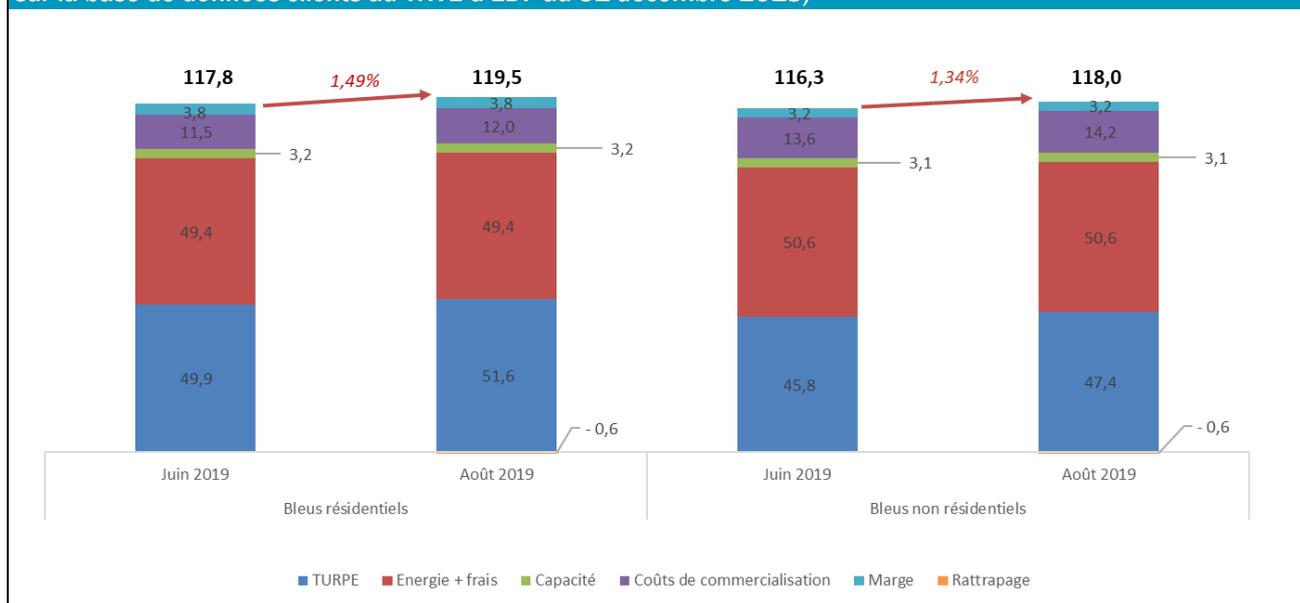
La CRE envisage en outre de prendre en compte les écarts de coûts qui seront constatés sur 2019 dans les tarifs qu'elle proposera à partir de 2020.

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 2018 telles que présentées à la partie 2.

Figure 5 : 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 2018)



7. COÛTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF

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

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. BARÈMES 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 présenté ci-dessous. 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.

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. [...] »

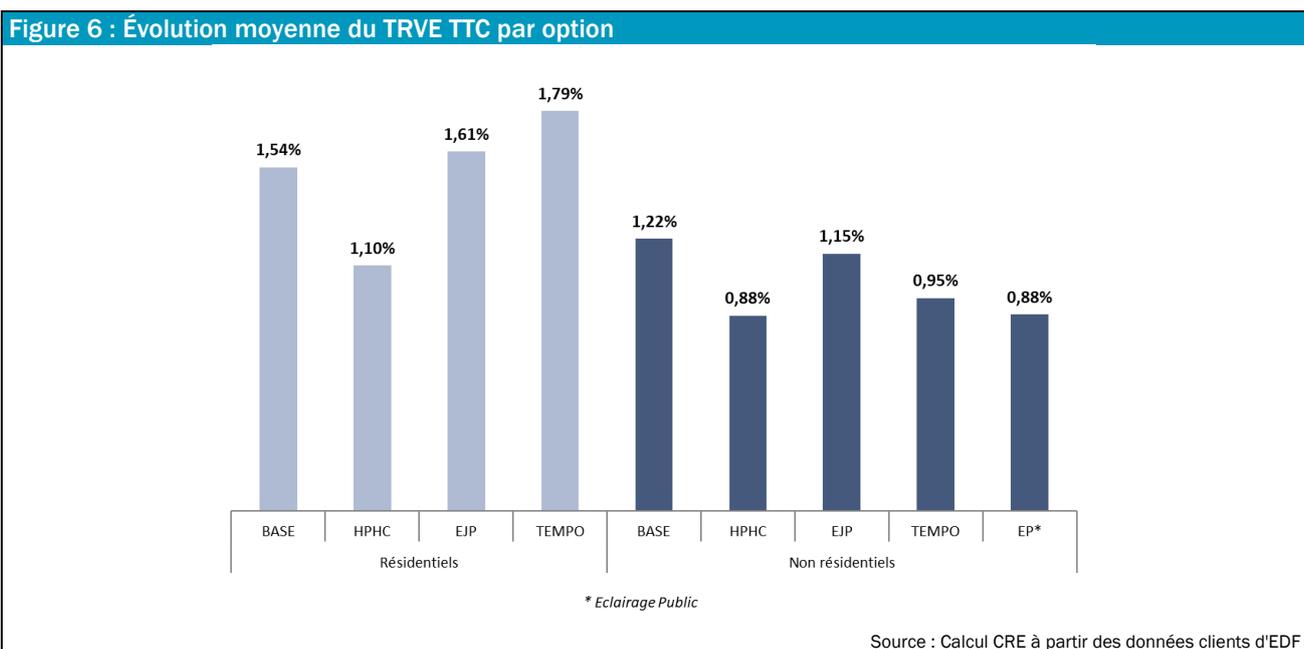
L'arrêté du 24 juin 2019 pris en application de l'article R. 337-20-1 du code de l'énergie fixe à 43 % le plafonnement du montant de la part fixe et à 7 le niveau minimal du ratio susmentionné.

Les parts fixes des TRVE proposés par la CRE pour les clients résidentiels n'atteignent pas le plafond de 43% prévu par l'arrêté. En conséquence, la CRE n'a procédé à aucun plafonnement sur les parts fixes des barèmes tarifaires.

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

Le mouvement proposé occasionne une hausse de + 1,47 % en moyenne des TRVE HT (soit + 1,23 % 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 RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN ZNI

1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE

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

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

Dans sa décision du 18 mai 2018 relative aux tarifs réglementés de vente d'électricité, le Conseil d'Etat estime que dans les Zones Non Interconnectées au réseau métropolitain continental, 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.

La CRE va poursuivre les travaux de concertations avec les acteurs afin d'affiner le rythme de convergence des options historiques vers les options TE. L'objectif est de comprendre au mieux les effets sur les factures pour les clients concernés et le temps de mise en œuvre de mesures pouvant limiter ces effets (par exemple via des actions de maîtrise de la demande en énergie).

2. LES TARIFS RÉGLEMENTÉS POUR LES CONSOMMATEURS RACCORDÉS EN BASSE TENSION DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST INFÉRIEURE OU ÉGALE À 36 KVA SONT MAINTENUS IDENTIQUES À CEUX DE MÉTROPOLÉ 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 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 :

- + 1,49 % HT pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 1,34 % HT pour les tarifs bleus professionnels.

Cas des sites isolés

Deux options tarifaires sont proposées actuellement pour les sites non raccordés au réseau principal dans les ZNI :

- Tarif proposé aux consommateurs finals de Guyane et de la Réunion dont la puissance souscrite est inférieure à 3 kilovoltampères pour des sites isolés raccordés en basse tension à un micro réseau non raccordé lui-même au réseau public de distribution principal ;
- Tarif Bleu Non Résidentiel pour fourniture à partir de moyens de production non raccordés au réseau.

Certains des sites non raccordés au réseau principal dans les ZNI n'ont ainsi pas accès à des options de fourniture d'énergie, comme résumé dans le tableau ci-dessous :

	Alimentation individuelle	Alimentation collective
Résidentiel	Pas de tarif	Inf. 3kVA : tarif monôme (Réunion et Guyane) Sup. 3kVA : pas de tarif
Non Résidentiel	Tarif forfaitaire	Pas de tarif

Dès lors, la CRE propose les évolutions suivantes :

- la suppression de l'option « tarif proposé aux consommateurs finals de Guyane et de La Réunion dont la puissance souscrite est inférieure à 3 kVA pour des sites isolés raccordés en basse tension à un micro réseau non raccordé lui-même au réseau public de distribution principal ».
- l'élargissement de l'option « Tarif bleu non-résidentiel pour fourniture à partir de moyens de production non raccordés au réseau dans les zones non interconnectées de France métropolitaine continentale » à l'ensemble des clients résidentiels et non résidentiels non raccordés au réseau principal. Conformément à l'article R. 336-18 du code de l'énergie qui dispose que « Lorsque la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kilovoltampères, sont distinguées, en fonction des courbes de charges de référence établies par types de clients, des options ouvertes pour tout site faisant un usage résidentiel de l'électricité et des options ouvertes pour tout site faisant un usage non résidentiel de l'électricité », la CRE propose dans la présente délibération deux options distinctes, une pour les clients résidentiels et une pour les clients non résidentiels. Ces options ont vocation à être proposée aux clients en alimentation individuelle et aux clients en alimentation collective raccordé à un micro-réseau. L'annexe 6 précise les modalités d'application de ces tarifs.

3. ÉVOLUTIONS DES TRVE POUR LES CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPÉRIEURE À 36 KVA OU RACCORDÉS EN HAUTE TENSION

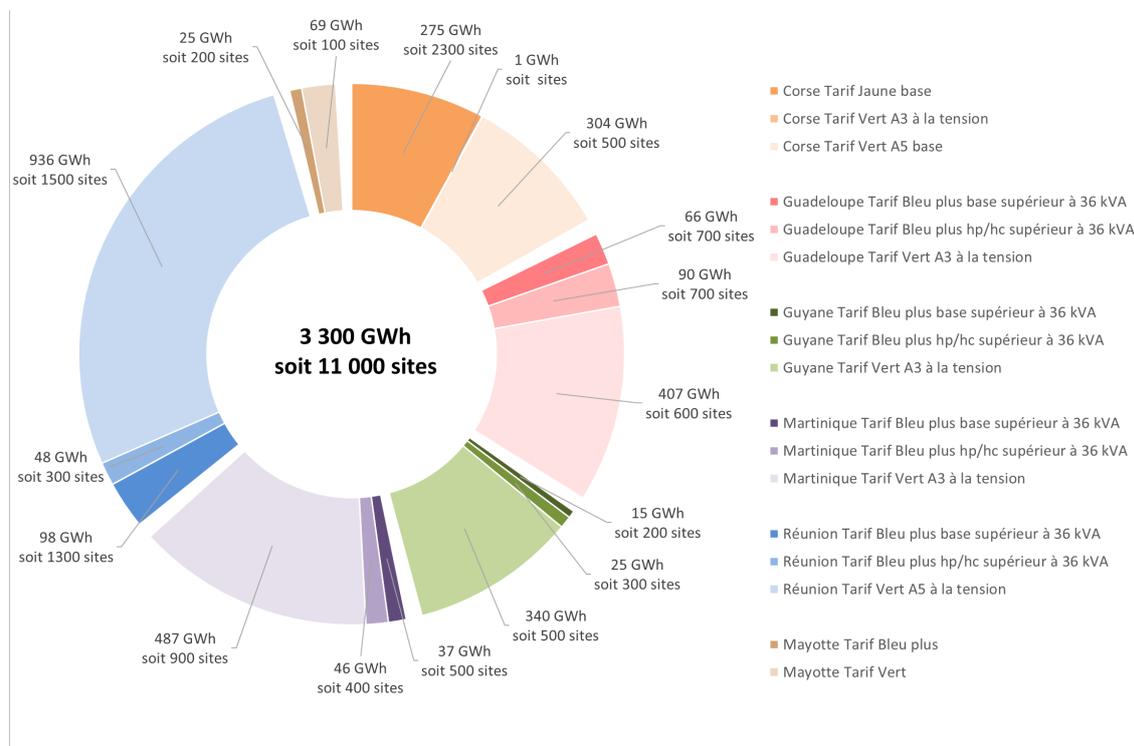
3.1 Etat des lieux

La CRE a pour mission de proposer les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) dans les territoires suivants : Corse¹⁷, Guadeloupe, Guyane, Martinique, Mayotte, Réunion, Saint Pierre et Miquelon (SPM).

¹⁷ 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.



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 EDM¹⁸

Les consommateurs raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA représentent 5,5 TWh soit 1 160 000 sites.

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 du 1^{er} juin 2019. La CRE propose donc de les conserver pour ce mouvement tarifaire sans les faire évoluer.

¹⁸ 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.



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 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.

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.

L'évolution des coûts de l'électricité en métropole continentale est déterminée en comparant les coûts de l'électricité au premier semestre 2019 d'une part et au deuxième semestre 2019 d'autre part.

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

- **+ 1,04 % HT** pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- **+ 0,54 % HT** pour les consommateurs raccordés en HTA dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

3.3 Evolution en structure

Depuis le 1^{er} 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. Les données de consommation pour l'ensemble du portefeuille de clients, présentant au moins un an d'historique, ne seront disponibles qu'*a minima* fin 2019. En conséquence, la CRE remettra à jour ses analyses d'impact facture à cette échéance.

Dans les ZNI, le Code de l'énergie prévoit, sous certaines conditions, que les actions de maîtrise de la demande en électricité (MDE) sont financées par les charges de service public de l'énergie¹⁹. La méthodologie de la CRE du 2 février 2017 précise les modalités d'application de cette disposition pour les « petites » actions de MDE²⁰, pour lesquelles une aide à l'investissement est versée au client final à hauteur d'une prime dite « optimale »²¹. Le montant de la prime optimale est réduite le cas échéant du montant des aides versées au titre des CEE et prend en compte les aides issues des autres dispositifs de soutien (ex : subvention de l'ADEME ou du FEDER). Des cadres de compensation fondés sur cette méthodologie ont été mis en place suite à la décision de la CRE du 17 janvier 2019. Ces actions de MDE doivent permettre aux consommateurs d'agir sur leurs consommations, en particulier dans les périodes de tension du système électrique reflétées par les nouvelles options tarifaires TE, et ainsi atténuer l'impact du basculement des options historiques vers les options TE.

¹⁹ L'article L. 121-7 du code de l'énergie dispose : « En matière de production d'électricité, les charges imputables aux missions de service public comprennent [...] dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental [...] les coûts supportés par les fournisseurs d'électricité en raison de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la demande portant sur les consommations d'électricité et diminués des recettes éventuellement perçues à travers ces actions. Ces coûts sont pris en compte dans la limite des surcoûts de production qu'ils contribuent à éviter. »

²⁰ Actions de MDE nécessitant un dépense d'investissement de moins de 1 M€ (isolation, chauffe-eau solaire, appareils performants (A+++), éclairage public performants, etc.)

²¹ Prime commerciale qui, en l'absence de recettes et subventions, est versée par le fournisseur historique au porteur de projet (qui la reverse entièrement au client final) pour la vente ou l'installation d'un dispositif de MDE. Afin de maximiser l'efficacité de l'action de MDE, la prime optimale est calculée de manière à favoriser son déploiement tout en mitigant les effets indésirables qui pourraient l'affecter.

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

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

Cas de l'autoconsommation

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

3.4 Rémanence d'octroi de mer

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

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

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

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

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

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

L'ensemble des déclarations permettant l'évaluation de la rémanence d'octroi de mer sont collectées durant le 1^{er} 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 fait 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.

3.5 Autres évolutions à venir

La CRE va lancer prochainement des analyses sur la prise en compte des dépassements de puissance pour les tarifs applicables dans les ZNI et faire évoluer si cela s'avère nécessaire, les méthodologies de calcul lors de ses prochaines délibérations. Dans l'attente, la CRE retient la méthodologie historique de calcul et intègre dorénavant dans les barèmes tarifaires les prix de dépassements de puissance à l'ensemble des tarifs concernés.

Il existe actuellement trois méthodologies de prise en compte des dépassements :

- i. Les dépassements mesurés et facturés en temps pour les tarifs Jaune option Base et Jaune TE dans les zones non interconnectées de France métropolitaine ainsi que pour les tarifs bleus plus ;
- ii. Les dépassements à la « puissance maximale atteinte » pour les tarifs verts option Base ;
- iii. Les dépassements quadratiques pour le tarif Vert A5 option Base et pour le tarif option Base TE.

Les modalités de calcul des dépassements de puissance sont précisées à l'annexe 6.

DÉCISION

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'un arrêté 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^{er} août 2019.

La CRE alerte le gouvernement sur l'effet des CEE sur le TRVE. Alors même que leurs bénéfices réels sont contestés, en l'absence d'évaluation approfondie du dispositif et que des abus ou des fraudes sont régulièrement constatés, la hausse du coût des CEE explique la hausse de 1,23 % proposée par la CRE dans la présente délibération. En effet, l'augmentation du TURPE étant compensée par une optimisation des options tarifaires et une évolution favorable des autres coûts commerciaux, les CEE sont à l'origine de la quasi-totalité de la hausse.

La CRE propose d'allonger la durée de la période actuelle sans augmenter les obligations, faute de quoi, au vu des prix observés aujourd'hui sur le marché des CEE, de nouvelles augmentations du prix de l'électricité sont à prévoir.

Cette délibération sera transmise au Ministre d'Etat, Ministre de la Transition écologique et solidaire ainsi qu'au Ministre de l'Economie et des Finances. Elle sera publiée sur le site de la CRE.

Délibéré à Paris, le 25 juin 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO