



DÉLIBÉRATION N° 2019-028

07 février 2019

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

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

En France métropolitaine continentale, en application des dispositions de l'article L. 337-7 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité (ci-après « TRVE ») 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. Cette définition n'exclut pas les consommateurs qui réalisent des opérations d'autoconsommation individuelles ou collectives.

La présente délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) porte proposition aux ministres de l'énergie et de l'économie d'une évolution des TRVE, en application des dispositions de l'article L. 337-4 du code de l'énergie. La CRE propose cette évolution afin de prendre en compte les augmentations substantielles des coûts sous-jacents à la construction des TRVE liées notamment :

- A l'augmentation importante des prix sur les marchés de gros de l'énergie ;
- Au doublement du prix des garanties de capacité.

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.

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

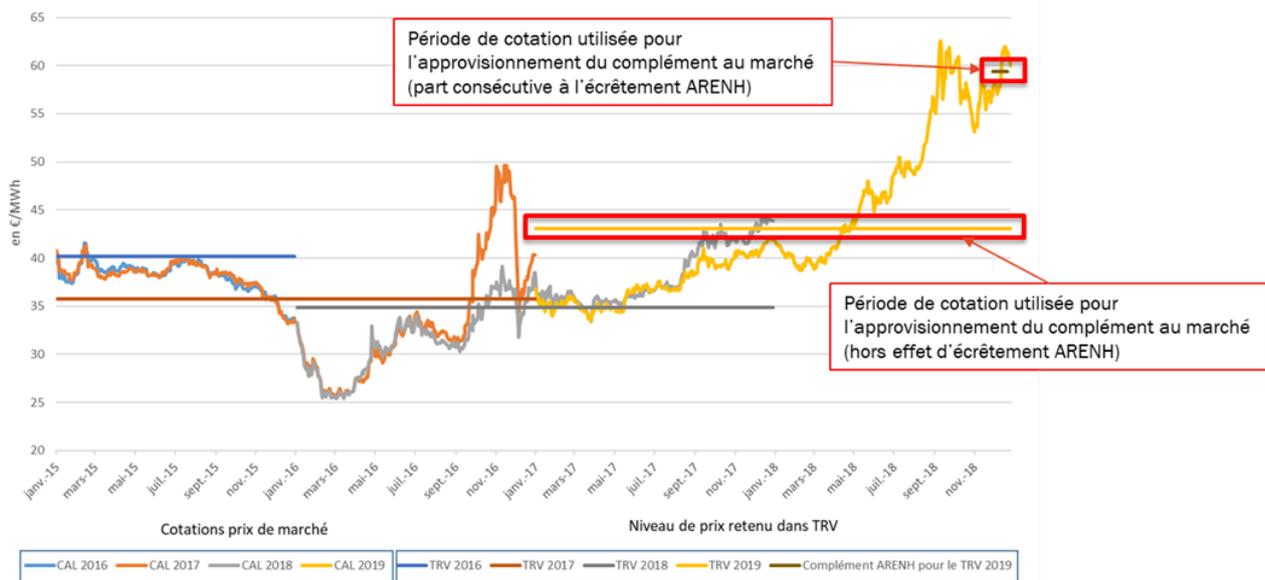
- **+ 7,7 % HT, ce qui représente 8,3 €/MWh, soit + 5,9 % TTC**, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- **+ 7,7 % HT, ce qui représente 8,3 €/MWh, soit + 5,9 % TTC**, pour les tarifs bleus professionnels.

L'évolution des tarifs réglementés de vente proposée par la CRE s'explique principalement par la conjoncture internationale, avec une hausse des prix des énergies depuis janvier 2018¹.

En effet, la hausse des prix des matières premières a entraîné une forte augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros² : le produit calendaire Base, correspondant à une livraison d'un « ruban » de puissance constante pour l'année 2019, est passé de 35 €/MWh en janvier 2017 à 41 €/MWh en janvier 2018 avant d'atteindre 59 €/MWh en décembre 2018. Cette augmentation des prix sur les marchés de gros renchérit le coût d'approvisionnement des fournisseurs, comme l'illustre le graphique ci-après.

¹ L'électricité n'est d'ailleurs pas le seul produit concerné puisque l'INSEE calcule, pour 2018, une hausse de 14,7 % des produits pétroliers, de 22,3 % du fioul domestique et de 12 % du gaz.

² cf. observatoire des marchés de gros de l'électricité du 3^{ème} trimestre 2018 de la CRE

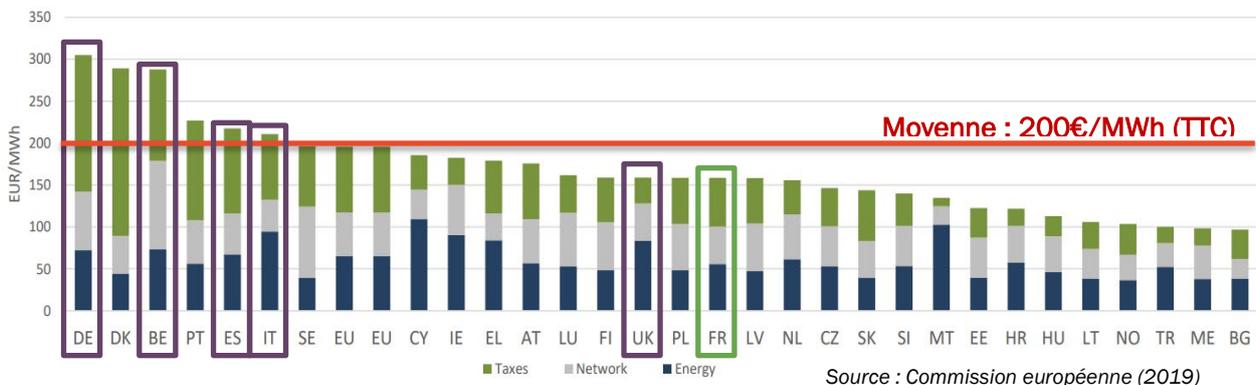


Cette hausse a par ailleurs pour conséquence de rendre l'ARENH plus attractif. Conjuguée à l'augmentation régulière des parts de marché des fournisseurs alternatifs, elle a ainsi entraîné une demande des fournisseurs au guichet de novembre 2018 supérieure au plafond de 100 TWh fixé dans le code de l'énergie. Ce plafond, qui n'a pas évolué depuis la loi NOME de 2010, a eu pour conséquence un écrêtement des volumes d'ARENH attribués aux fournisseurs.

Les hausses des prix de marché de gros touchent l'ensemble des pays européens, où elles sont répercutées sur le marché de détail dans les mêmes proportions que celles proposées par la CRE dans la présente délibération. Certains gouvernements ont toutefois annoncé des mesures de nature fiscale pour atténuer leur effet sur les factures des consommateurs :

- en Espagne, les prix ont augmenté de 8 % en janvier 2019 par rapport à janvier 2018. Le gouvernement a annoncé la suspension temporaire de l'imposition de 7 % sur la production d'énergie ;
- en Italie la hausse est de l'ordre de 8 % ;
- au Royaume-Uni, le régulateur fixe un plafond de prix pour les consommateurs résidentiels et a annoncé qu'il le relèverait fortement dans les semaines à venir ;
- en Belgique, le régulateur a annoncé de fortes hausses et certains responsables politiques demandent une baisse de 21 à 6 % de la TVA sur l'électricité ou l'augmentation des chèques énergie et des incitations à l'isolation des bâtiments ;
- en Allemagne, la hausse de 10 €/MWh des prix de marché de gros a conduit mécaniquement à diminuer l'EEG (taxe qui a vocation à soutenir les énergies renouvelables) de l'ordre de 4 €/MWh.

La CRE rappelle que le prix de l'électricité en France pour les consommateurs résidentiels demeure compétitif malgré les hausses envisagées. Le dispositif ARENH, en dépit de l'atteinte du plafond de 100 TWh, fait toujours bénéficier au consommateur final des conditions économiques de production d'un parc nucléaire partiellement amorti, comme le montre le graphique ci-après.



Source : Commission européenne (2019)

Enfin, la CRE rappelle que le marché de la fourniture d'électricité en France est ouvert à la concurrence depuis juillet 2007 et qu'aujourd'hui plus de 7 millions de consommateurs résidentiels (22% des sites) et près de 2 millions de petits consommateurs professionnels (31% des sites) ont souscrit des offres de marché.

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

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

En application des dispositions du code de l'énergie, les tarifs réglementés pour les clients dans les ZNI de puissance souscrite supérieure à 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 niveau moyen des TRVE évolue comme suit :

- **+ 7,7 % HT, soit + 5,9 % TTC** pour les tarifs bleus résidentiels ;
- **+ 7,7 % HT, soit + 5,9 % TTC** pour les tarifs bleus professionnels.
- **+ 6,0 % 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) ;
- **+ 10,7 % HT** pour les tarifs verts (consommateurs raccordés en HTA).

Aucune évolution en structure des tarifs « bleus + », jaunes et verts n'est proposée pour ce mouvement tarifaire. L'ensemble des grilles tarifaires évoluent homothétiquement selon les évolutions présentées ci-dessus (hors rémanence d'octroi de mer). La CRE poursuivra l'évolution progressive de la structure des options « historiques » amorcée lors du mouvement tarifaire de l'été 2018 au moment de sa proposition tarifaire de l'été 2019.

Le mouvement tarifaire proposé par la CRE a vocation à s'appliquer aussitôt que possible et le premier jour d'un mois calendaire, soit au plus tôt le 1^{er} mars 2019, et au plus tard le 1^{er} juin 2019.

En application d'une jurisprudence constante du Conseil d'État, la CRE procédera, à l'occasion de ses prochaines propositions tarifaires, au calcul de l'écart entre les coûts supportés par les fournisseurs et les tarifs réglementés en vigueur entre le 1^{er} janvier 2019 et la date d'application des tarifs proposés, afin d'intégrer une composante additionnelle visant à rattraper le retard en masse occasionné par ce décalage temporel.

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

Afin d'élaborer la présente proposition, la CRE a auditionné, le 31 janvier 2019, les acteurs suivants :

- les administrations concernées (DGEC et DGCCRF) ;

- les fournisseurs historiques (EDF et les ELD) ;
- l'ANODE, Engie et Vattenfall, fournisseurs alternatifs présents sur le segment des clients résidentiels et petits professionnels ;
- les associations de consommateurs Associations Familiales Laïques, CLCV, Familles de France, UFC Que Choisir.

Il ressort de ces auditions que la majorité des acteurs considère que la proposition de la CRE est conforme à la méthodologie de construction tarifaire prévue par le code de l'énergie et aux précédentes délibérations de la CRE et permet de prendre en compte au plus tôt les évolutions des fondamentaux économiques.

La DGCCRF s'est toutefois interrogée sur la prise en compte de l'écrêtement de l'ARENH dans les TRVE, rejointe par les associations de consommateurs qui s'alarment de l'ampleur de l'augmentation proposée.

SOMMAIRE

PARTIE 1 : LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE CONTINENTALE	6
1. CADRE JURIDIQUE ET RÉGLEMENTAIRE	6
2. PANORAMA DES SITES AUX TRVE EN FRANCE MÉTROPOLITAINE CONTINENTALE.....	7
3. PRINCIPES ET OBJECTIFS DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT	8
3.1 DÉFINITION DE L'EMPILEMENT.....	8
3.2 OBJECTIF DE L'EMPILEMENT : ASSURER LA CONTESTABILITÉ DES TRVE	8
4. MÉTHODOLOGIE DE LA TARIFICATION PAR EMPILEMENT	9
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.....	9
4.1.1 PROFILS DE CONSOMMATION	9
4.1.2 COÛT DE L'ARENH.....	9
4.1.3 COÛT DU COMPLÉMENT D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE AU MARCHÉ.....	10
4.1.4 COÛT DU COMPLÉMENT D'APPROVISIONNEMENT EN CAPACITÉ AU MARCHÉ	11
4.1.5 FRAIS LIÉS À L'ACTIVITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE ET CAPACITÉ	12
4.2 COÛTS D'ACHEMINEMENT (TURPE)	12
4.3 COÛTS DE COMMERCIALISATION	13
4.4 RÉMUNÉRATION NORMALE DE L'ACTIVITÉ DE FOURNITURE	14
4.4.1 LA RÉMUNÉRATION NORMALE DE L'ACTIVITÉ DE FOURNITURE PERMET DE COUVRIR LES RISQUES SUPPORTÉS PAR LES FOURNISSEURS.....	14
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	16
7. COÛTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF	16
8. BARÈMES TARIFAIRES	16
8.1 ARRÊTÉ DES MINISTRES ENCADRANT LA CONSTRUCTION DE LA STRUCTURE DES TRVE	16
9. EFFETS DES ÉVOLUTIONS TARIFAIRES EN STRUCTURE SUR LES FACTURES DES CONSOMMATEURS PAR OPTION TARIFAIRE	17
PARTIE 2 : LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN ZNI	18
1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE	18
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	19
3. ÉVOLUTIONS DES TRVE POUR LES CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPÉRIEURE À 36 KVA OU RACCORDÉS EN HAUTE TENSION	19
3.1 ETAT DES LIEUX.....	19
3.2 ÉVOLUTION EN NIVEAU : L'ENSEMBLE DES TARIFS RESPECTE LE PRINCIPE DE PÉRÉQUATION TARIFAIRE..	20
3.3 ÉVOLUTION EN STRUCTURE	20
3.4 RÉMANENCE D'OCTROI DE MER.....	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, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2016, qui codifient tout en les modifiant les dispositions du décret n° 2009-975 du 12 août 2009³, mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRVE⁴.

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

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

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

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

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

Le projet de loi relatif à la croissance et la transformation des entreprises en discussion au parlement prévoit en son article 71ter⁵ :

« *Dans les conditions prévues à l'article 38 de la Constitution, le Gouvernement est autorisé à prendre par voie d'ordonnance, dans un délai de six mois à compter de la promulgation de la présente loi, toute mesure relevant du domaine de la loi permettant :*

1° De mettre en conformité le régime des tarifs réglementés de vente du gaz naturel et de l'électricité avec le droit de l'Union européenne et d'en tirer les conséquences sur les contrats en cours concernés en prévoyant, notamment, les conditions et modalités de leur extinction progressive et, le cas échéant, de transition vers une offre de marché aux dates d'extinction de ces tarifs. Cette suppression des tarifs réglementés de vente intervient :

[...]

³ Décret n° 2015-1823 du 30 décembre 2015 relatif à la codification de la partie réglementaire du code de l'énergie.

⁴ 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.* »

⁵ https://www.legifrance.gouv.fr/affichLoiPreparation.do?sessionId=1DD456CE441BA9761056952427B94A00.tplgfr36s_3?idDocument=JORFDOLE000037080861&type=contenu&id=2&typeLoi=proj&le

[gislatu](https://www.legifrance.gouv.fr/affichLoiPreparation.do?sessionId=1DD456CE441BA9761056952427B94A00.tplgfr36s_3?idDocument=JORFDOLE000037080861&type=contenu&id=2&typeLoi=proj&le)

b) Pour les tarifs réglementés de vente de l'électricité : par la résiliation des contrats aux tarifs réglementés pour les sites des grandes entreprises définis dans l'ordonnance prévue au présent 1°, au plus tard un an après la publication de l'ordonnance ».

Dans l'attente des dispositions législatives définissant les critères d'identification des sites non résidentiels exclus en métropole continentale du bénéfice des tarifs réglementés et fixant les modalités de la suppression du TRV pour lesdits sites, 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 sa délibération du 12 juillet 2018, 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.

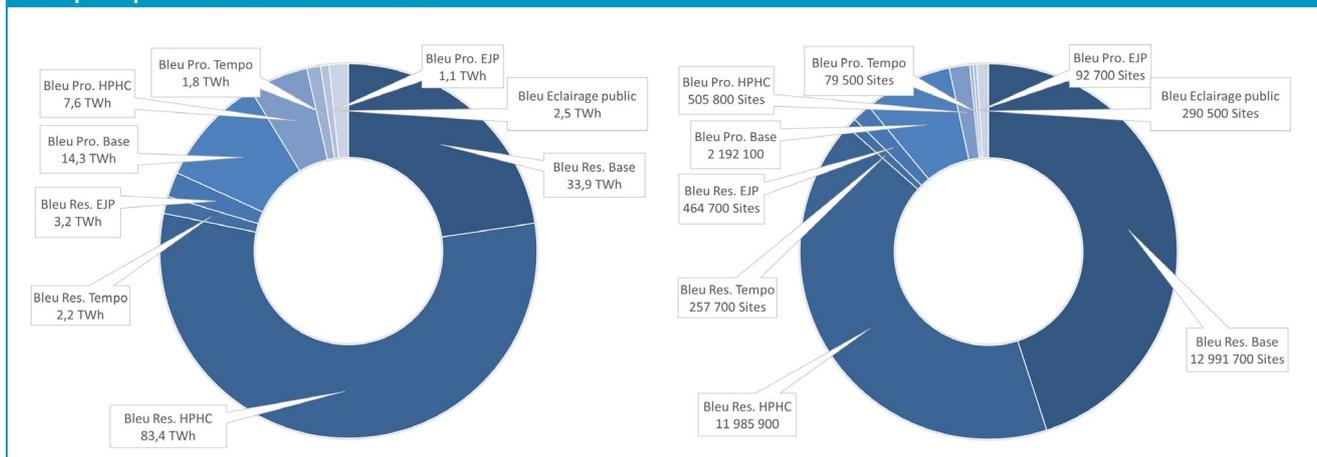
De même, s'agissant des nouvelles souscriptions et des changements d'option ou de puissance souscrite, la CRE propose, afin d'identifier les sites appartenant des grandes entreprises, de ne pas modifier la définition retenue par les ministres concernés dans leur décision du 27 juillet 2018 relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

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 30 septembre 2018⁶, les TRVE représentent 25 millions de sites résidentiels (soit 78 % des sites) et 3 millions de sites « petits professionnels » (soit 69 % des sites), pour un volume de consommation total de 150 TWh.

Le nombre de sites et les volumes de consommation à température normale des clients au TRVE chez EDF au 31 décembre 2017 sont représentés ci-dessous. Ces données sont remises à jour une fois par an. Les données au 31 décembre 2018 seront publiées dans la proposition des TRVE de la CRE de l'été 2019.

Figure 1 : Répartition en nombre de sites et en volume à température normale des clients aux TRV bleus chez EDF par option au 31 décembre 2017



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 « atypiques⁷ » ou « exotiques⁸ » pour certains clients.

⁶ Cf. Observatoire des marchés de détail du 3^{ème} trimestre 2018 de la CRE

⁷ TRV verts et tarifs jaunes de puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, raccordés en basse tension.

⁸ 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 réglementés⁹ ».

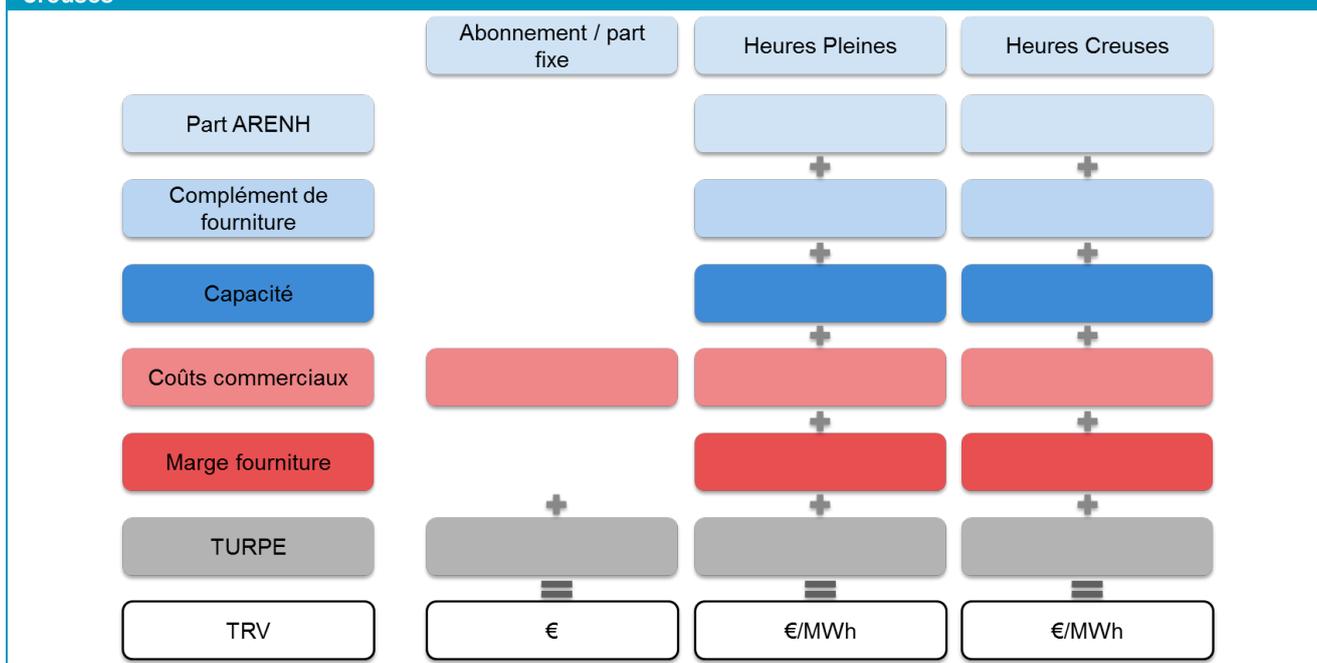
La CRE applique les principes de la tarification par empilement à chaque composante de la structure des tarifs (abonnement et parts variables de chaque poste horosaisonnier) pour chaque puissance de chaque option tarifaire, ce qui permet de :

- Rendre le TRV 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



⁹ Conseil d'Etat, ordonnance du juge des référés du 7 janvier 2015 N° 386076, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE).

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

La méthodologie de calcul des TRVE a fait l’objet d’une consultation publique le 18 février 2016 à l’issue de laquelle la CRE a retenu une période de lissage de 24 mois pour l’achat du complément d’approvisionnement en énergie sur les marchés. La majorité des fournisseurs souhaitent une réduction de la période de lissage. Cette position a été à nouveau exprimée lors de l’audition du 31 janvier 2019. La CRE juge nécessaire de maintenir une méthode stable sur ce point et maintient, dans la présente proposition, une durée de lissage de 24 mois pour le complément d’approvisionnement.

La CRE applique, dans la présente proposition, la même méthodologie de calcul que celle de sa proposition du 12 juillet 2018. Elle intègre l’effet sur les coûts d’approvisionnement de l’atteinte du plafond ARENH estimé conformément à la méthodologie adoptée dans la délibération du 11 janvier 2018 à l’issue de la consultation publique du 2 novembre 2017.

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

Le calcul de l’empilement est réalisé à l’échelle du sous-profil afin de refléter au plus près les coûts 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'écrêtement) 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 du code de l'énergie et de sa délibération du 25 octobre 2018, la CRE a réparti les 100 TWh d'ARENH au *pro rata* 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 sa délibération du 11 janvier 2018, la CRE réplique les effets de cet écrêtement en réduisant la part d'approvisionnement à l'ARENH à due proportion de l'écrêtement des volumes.

La CRE estime que le surcoût pour le consommateur lié au rationnement de l'ARENH est de 3,3 €/MWh HT en moyenne pour les consommateurs au portefeuille d'EDF.

4.1.3 Coût du complément d'approvisionnement en énergie au marché

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

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 moyen résultant est égal à la moyenne arithmétique sur la période considérée des cotations des produits calendaires Base pour 2019. Le prix de marché moyen résultant est de 43,1 €/MWh pour un produit de type calendaire base (en hausse de 24 % par rapport à l'année 2018) et de 56,2 €/MWh pour un produit de type calendaire pointe (en hausse de 21 % par rapport à l'année 2018).

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

Par ailleurs, la couverture des coûts associés aux aléas de consommation et de portefeuille est intégrée à la composante de rémunération normale de l'empilement tarifaire présentée au paragraphe 4.4.

En application de la méthodologie détaillée dans la délibération du 11 janvier 2018, 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.

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

La CRE avait annoncé dans ses précédentes propositions tarifaires qu'elle retenait une structure des tarifs calculée selon un approvisionnement au marché seulement quand les prix de marché étaient inférieurs à l'ARENH et selon un approvisionnement à l'ARENH et un complément d'approvisionnement au marché sinon.

Lors de ses précédentes propositions tarifaires, le prix de marché utilisé pour le calcul du complément d'approvisionnement était sensiblement inférieur au prix de l'ARENH. Dans une telle configuration, la structure des tarifs était ainsi construite de manière à refléter la stratégie d'un fournisseur s'approvisionnant exclusivement sur le marché.

Dans les conditions de la présente proposition tarifaire, le prix de marché utilisé pour le calcul du complément d'approvisionnement excède le prix de l'ARENH.

En cohérence avec la méthodologie annoncée, la CRE propose de construire les barèmes des TRVE selon une structure de prix reflétant un approvisionnement pour partie à l'ARENH (en tenant compte de son écrêtement) et pour partie au marché.

Le prix du produit calendaire Base moyen pour livraison en 2019 et lissé sur 24 mois étant proche de celui de l'ARENH, l'impact sur la structure tarifaire de ce changement de référence est très limité.

La CRE estime que la hausse pour le consommateur due à l'augmentation des prix de marché – hors effet du rationnement de l'ARENH – est de 3,6 €/MWh HT soit 3,3 %.

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).

La CRE a lancé une consultation publique le 29 novembre 2018 portant sur le prix de référence des garanties de capacité à retenir dans la construction des TRVE. Dans cette consultation, la CRE avait proposé de maintenir une référence de prix pour le complément d'approvisionnement en capacité – hors effet de l'écrêtement ARENH – égale à la moyenne des prix révélés par les enchères précédant l'année de livraison ainsi que, de manière cohérente avec la durée de lissage pour l'approvisionnement en énergie, de limiter la moyenne aux seules enchères réalisées sur les deux ans précédant l'année de livraison. Les acteurs se sont déclarés majoritairement favorables à cette proposition. Les réponses non confidentielles à cette consultation publique sont publiées sur le site de la CRE en même temps que la présente délibération. La CRE retiendra dorénavant cette référence dans ses propositions tarifaires, en cohérence avec la méthodologie précédemment appliquée.

Dans la présente proposition tarifaire, le prix de référence pour le complément d'approvisionnement en capacité – hors effet de l'écrêtement ARENH – est la moyenne des prix révélés lors des 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.

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.

La CRE estime que la hausse pour le consommateur due à la remontée des prix de marché de capacité – hors effet du rationnement de l'ARENH – est de 1,4 €/MWh HT soit 1,3 %.

Le calcul du coût de la capacité est réalisé en application de la méthodologie prévue par les dispositions de l'article R. 335-1 du code de l'énergie et celles de l'arrêté du 29 novembre 2016 qui définit les « règles du marché de capacité ». L'obligation en capacité de chaque sous-profil est dépendante de la moyenne de la consommation de ces sous-profilés lors des heures « PP1 ». Les heures « PP1 » correspondent aux heures les plus chargées de l'année et sont définies dans les « règles du marché de capacité ». Celles-ci étant connues *ex post*, la puissance de référence est calculée sur la base d'une répartition statistique *ex ante* des heures PP1 sur les jours éligibles. La méthode retenue a été présentée dans la consultation publique du 18 février 2016¹⁰.

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

Le coût de l'approvisionnement en garanties de capacité tient compte, le cas échéant, des garanties de capacité contenues dans l'ARENH. Le pourcentage de l'obligation en garanties de capacité couvert par l'ARENH est rappelé dans le tableau 3.

Enfin, dans le cadre des tarifs EJP et Tempo, l'intégralité du coût de l'obligation de capacité porte respectivement sur les heures de pointe mobile EJP et sur les heures pleines des jours rouges Tempo.

¹⁰ Les coefficients c_m sont égaux aux coefficients de pondération c_h présentés dans la délibération de la CRE du 6 mai 2015 portant décision concernant la prise en compte de la valeur des garanties de capacité dans le complément de prix ARENH en application du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011 (Annexe 1).

4.1.5 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 :

<i>Hypothèses retenues dans la méthodologie de construction des TRVE</i>	
Garanties liées aux achats au marché et à l'ARENH	L'immobilisation de capital associée à ces garanties est considérée comme étant prise en compte dans la rémunération normale présentée au paragraphe 4.5
Coûts des écarts du périmètre d'équilibre	0,3 €/MWh ¹¹
Frais de soutirage RTE	0 €/MWh ¹²
Contribution sociale de solidarité des sociétés	0,2 €/MWh ¹³

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 28 juin 2018 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT. Ainsi, les coûts d'acheminement intégrés aux TRVE n'évoluent pas pour cette proposition tarifaire par rapport aux TRVE en vigueur.

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.

Cas des autoconsommateurs

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

¹¹ Valeur représentative des coûts pour les fournisseurs présents sur le segment des clients résidentiels et petits professionnels

¹² 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

¹³ Conformément aux articles L. 137-30 et suivants du Code de la sécurité sociale

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

Les consommateurs bénéficiant des TRVE en application des dispositions des articles L. 337-7 et L. 337-8 du code de l'énergie et participant à une opération d'autoconsommation peuvent souscrire aux mêmes options du TRVE que l'ensemble des consommateurs. Des versions spécifiques leur sont proposées et intègrent les évolutions du TURPE mentionnées ci-dessus.

A l'instar de sa délibération du 12 juillet 2018, 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 »¹⁴ :

- 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.

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.

Compte-tenu de la part croissante que représente le coût des Certificats d'Economie d'Energie (CEE) dans la facture des consommateurs résidentiels, la CRE a lancé un audit d'évaluation des processus d'acquisition des CEE d'EDF et d'analyse des clés d'affectation des coûts associés sur les différents segments, produits et offres d'EDF.

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. C'est pourquoi, dans l'attente des conclusions de l'audit, la CRE ne fait pas évoluer la composante de coûts commerciaux et CEE intégrée dans les TRVE de la présente proposition tarifaire. Les éventuels rattrapages, à la hausse comme à la baisse, seront pris en compte dans sa proposition tarifaire suivante.

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

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

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 ;
- 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 prudente¹⁵.

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 rehausser 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

¹⁵ 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.

La CRE avait retenu dans sa dernière proposition tarifaire une politique de couverture du risque qui conduisait, au regard des fondamentaux économiques, à un niveau de marge de 3,68 €/MWh en moyenne pour les clients aux tarifs bleus, soit 3,5% du tarif réglementé de vente hors taxes.

Le niveau de risque de l'activité de commercialisation n'ayant pas significativement évolué depuis lors, la CRE propose de maintenir le niveau de la rémunération normale à 3,68 €/MWh en moyenne. Celle-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.

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	1,91
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	1,00
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. RATRAPAGES TARIFAIRES

La CRE estimera, à l'occasion de ses prochaines propositions tarifaires, l'écart entre les coûts supportés par les fournisseurs et les tarifs en vigueur entre le 1^{er} janvier 2019 et la date d'application de la présente proposition tarifaire, afin d'intégrer une composante additionnelle visant à rattraper le retard en masse occasionné.

Le montant des rattrapages sera d'autant plus important que la date d'application de la présente proposition tarifaire sera tardive. Le tableau ci-dessous fournit une première estimation des impacts de ce rattrapage si ceux-ci étaient réalisés sur une durée de deux ans, en fonction de la date d'application de la présente proposition.

Tableau 8 : Estimation de l'impact du rattrapage en deux ans des montants non couverts par les TRVE depuis le 1^{er} janvier en fonction de la date d'application de la présente délibération

Date d'entrée en vigueur du mouvement	1 ^{er} Mars	1 ^{er} Avril	1 ^{er} Mai	1 ^{er} Juin	1 ^{er} Juillet	1 ^{er} Août
Montant à rattraper en €/MWh	1,1	1,5	1,8	2,0	2,3	2,5
Evolution correspondante sur les TRVE HT ¹⁶	0,9%	1,2%	1,5%	1,7%	1,9%	2,1%
Evolution correspondant sur les TRVE TTC	0,6%	0,8%	1,0%	1,1%	1,3%	1,5%

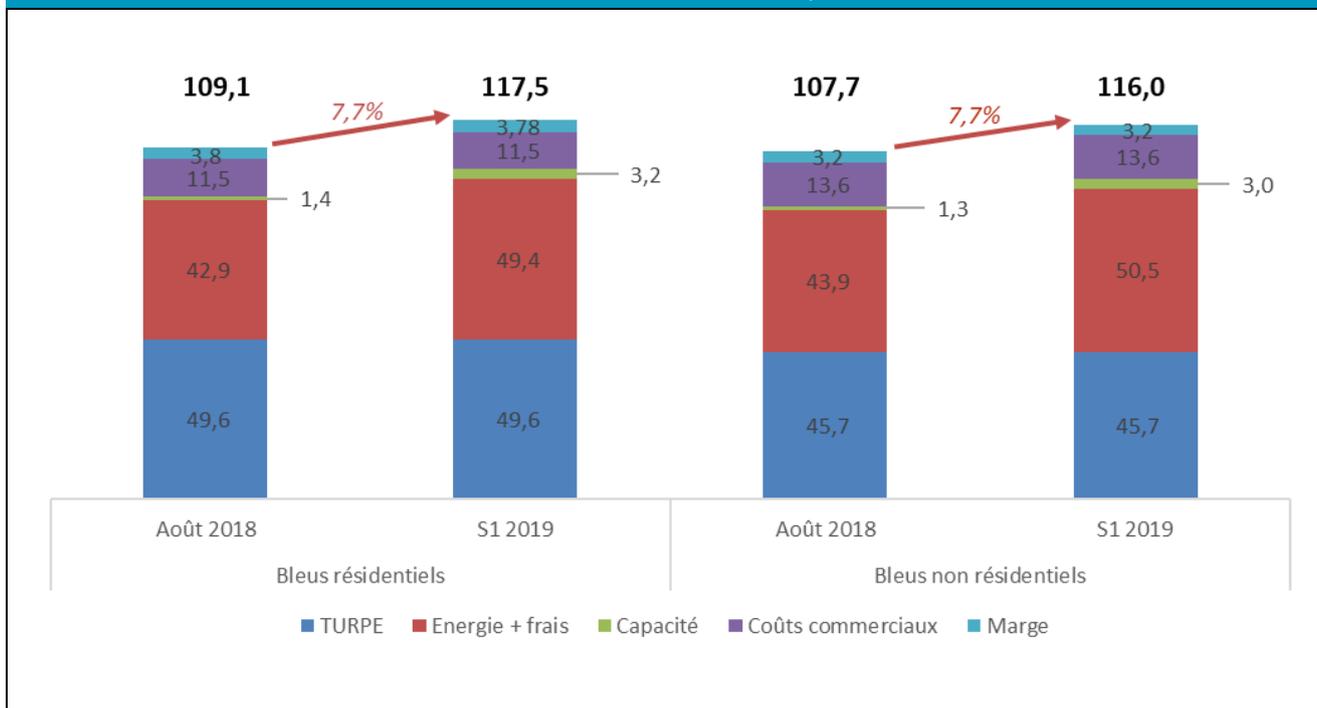
¹⁶ Par rapport au niveau des TRVE de la présente proposition.

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.

Figure 3 : 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 2017)



7. COÛTS COMPTABLES DE FOURNITURE D'EDF

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

Cette référence est rappelée dans la décision n° 403502 du Conseil d'Etat du 3 Octobre 2018 qui indique que « Si l'ANODE fait également valoir que la méthode utilisée ne permet pas de garantir la rémunération des capitaux propres des fournisseurs historiques, une telle garantie n'est pas prévue par l'article L. 337-6 du code de l'énergie »

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.

En l'absence de mouvement tarifaire, ces coûts comptables ne seraient pas couverts.

8. BARÈMES TARIFAIRES

Les barèmes tarifaires proposés par la CRE figurent en annexe. Ils prennent en compte les contraintes fixées par l'arrêté du 11 juillet 2018 présenté ci-dessous.

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

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

- le pourcentage maximal que peut représenter la part fixe dans la facture hors taxes prévisionnelle moyenne à température normale pour chaque puissance souscrite de chaque option tarifaire du " tarif bleu 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 11 juillet 2018 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.

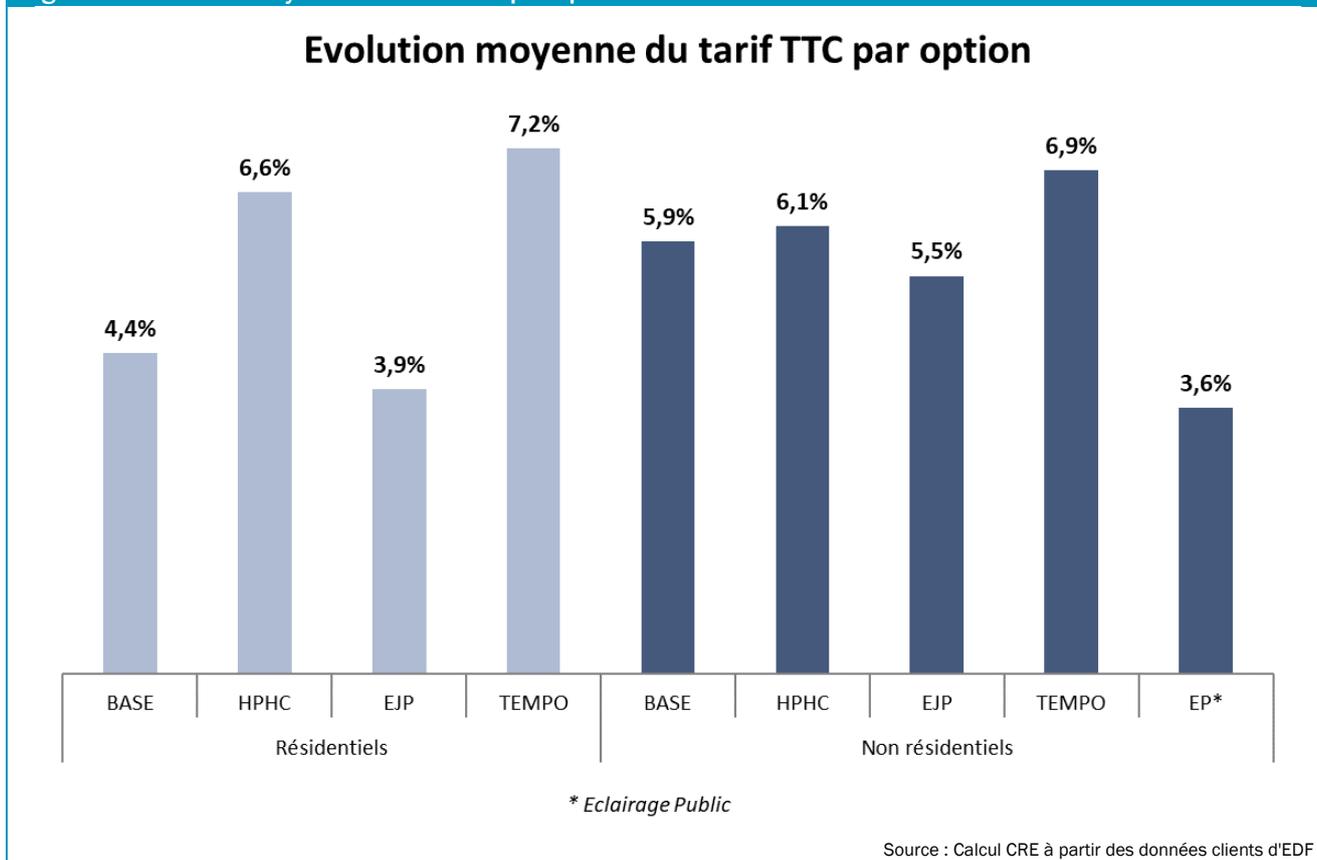
Les parts fixes des TRVE proposés par la CRE n'atteignent pas le plafond de 43% prévu par l'arrêté. En conséquence, la CRE n'a procédé à aucun plafonnement sur les parts fixes des barèmes tarifaires.

La CRE propose par ailleurs d'appliquer le ratio de 7 à la seule option Tempo bleu résidentiel.

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

Le mouvement proposé occasionne une hausse de 5,9% en moyenne des TRVE TTC (soit +7,7% HT) pour les consommateurs aux tarifs bleus résidentiels et non résidentiels. Les évolutions par option tarifaire sont détaillées dans le graphique ci-après.

Figure 4 : Évolution moyenne du TRVE TTC par option



PARTIE 2 : LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE EN ZNI

1. CONTEXTE ET CADRE JURIDIQUE

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

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

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.

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 MÉTROPOLITAIN 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 :

- + 7,7 % HT, soit + 5,9 % TTC pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 7,7 % HT, soit + 5,9 % TTC pour les tarifs bleus professionnels.

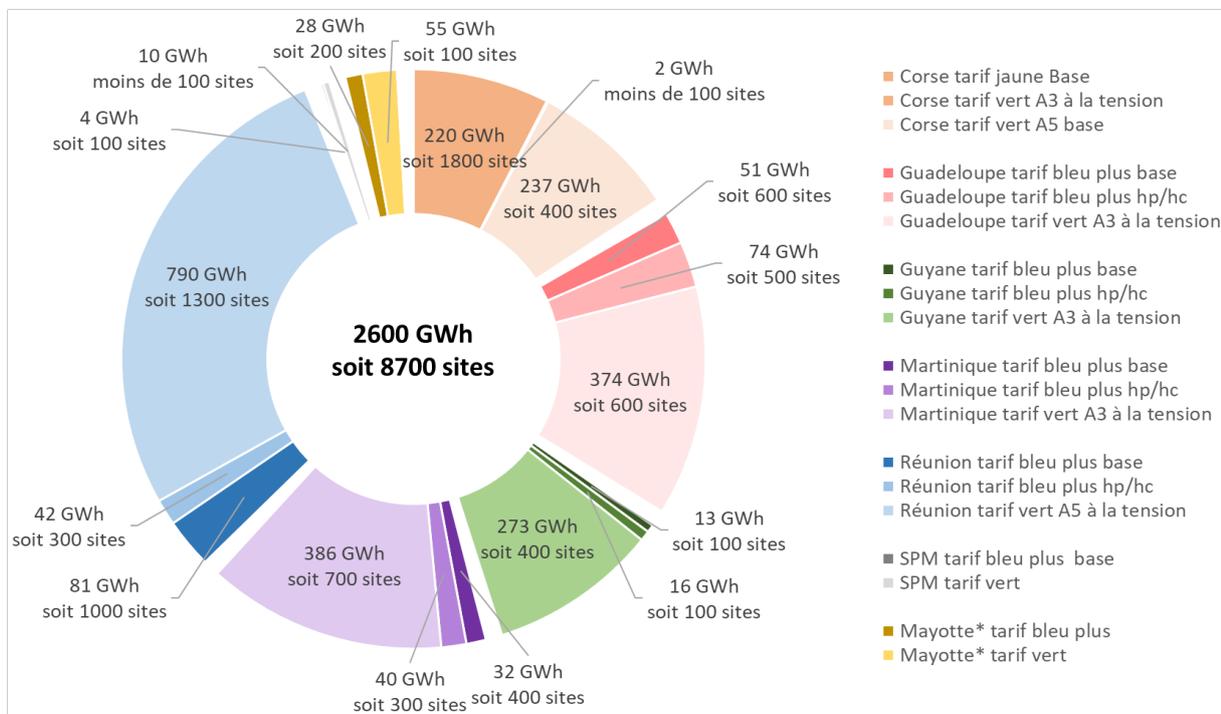
3. EVOLUTIONS DES TRVE POUR LES CONSOMMATEURS DONT LA PUISSANCE SOUSCRITE EST SUPÉRIEURE À 36 KVA OU RACCORDÉS EN HAUTE TENSION

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)

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 2017 est indiquée dans le graphique ci-dessous. Le nombre de sites correspondant est également affiché.



*Données de 2014 pour Mayotte

Source : EDF SEI et EDM

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

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.

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

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

La CRE maintient, pour l'évaluation de l'évolution du niveau moyen de ces tarifs, la même méthodologie, décrite ci-après, que celle retenue dans ses propositions tarifaires du 13 juillet 2016, du 6 juillet 2017, du 11 janvier 2018 et du 12 juillet 2018, et présentée dans sa consultation publique du 18 février 2016.

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

- Le profil ENT1 pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 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 ainsi 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.

La composante « acheminement » n'est pas modifiée, les barèmes du TURPE n'ayant pas connu d'évolution depuis le 1^{er} août 2018.

La composante de coûts de commercialisation correspond aux coûts de commercialisation retenus dans la proposition de la CRE du 12 juillet 2018 pour calculer les évolutions des TRVE dans les ZNI, augmentés de l'inflation¹⁸.

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 second semestre 2018 d'une part et au premier semestre 2019 d'autre part.

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

- **6,0 % HT** pour les consommateurs raccordés en BT dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA ;
- **10,7 % 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.

La CRE propose de ne pas faire évoluer la structure des TRVE en ZNI lors de ce mouvement tarifaire.

Cas de l'autoconsommation

¹⁸ Le taux d'inflation pris en compte ici correspond au taux indiqué dans la délibération du 28 juin 2018 de la CRE portant décision sur le TURPE, à savoir +1,26% pour 2019.

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 propose ne revoir le montant de la rémanence d'octroi de mer qu'une seule fois par an lors du mouvement de l'été.

La rémanence d'octroi de mer a fait l'objet d'une réévaluation au 1^{er} août 2018 avec les données alors disponibles.

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

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

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.

Pour le bon fonctionnement des marchés, le mouvement tarifaire doit s'appliquer le premier jour d'un mois calendaire. Ainsi en l'absence d'opposition des ministres dans un délai de trois mois suivant la transmission de la présente délibération, le mouvement tarifaire s'appliquera le premier jour du mois suivant l'expiration de ce délai soit en l'espèce le 1^{er} juin 2019.

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 7 février 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO