

## DOCUMENT DE PRÉPARATION DE L'AUDITION DU 31 JANVIER 2019

### Proposition de la CRE relative aux tarifs réglementés de vente d'électricité pour les consommateurs bleus résidentiels et non résidentiels en métropole continentale

En application des dispositions de l'article L. 337-7 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) sont proposés, en métropole continentale, aux 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 ces tarifs aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

La CRE a mis en place une méthodologie de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) à la suite des consultations publiques du 18 février 2016 et du 2 novembre 2017. Cette méthodologie a été mise en œuvre lors des précédentes propositions tarifaires de la CRE. En application de cette même méthodologie, la CRE envisage de proposer lors de sa délibération du 7 février 2019 :

- Une hausse de 7,7 % HT soit 5,9 % TTC pour le tarif bleu résidentiel ;
- Une hausse de 7,7 % HT soit 5,9 % TTC pour le tarif bleu non résidentiel.

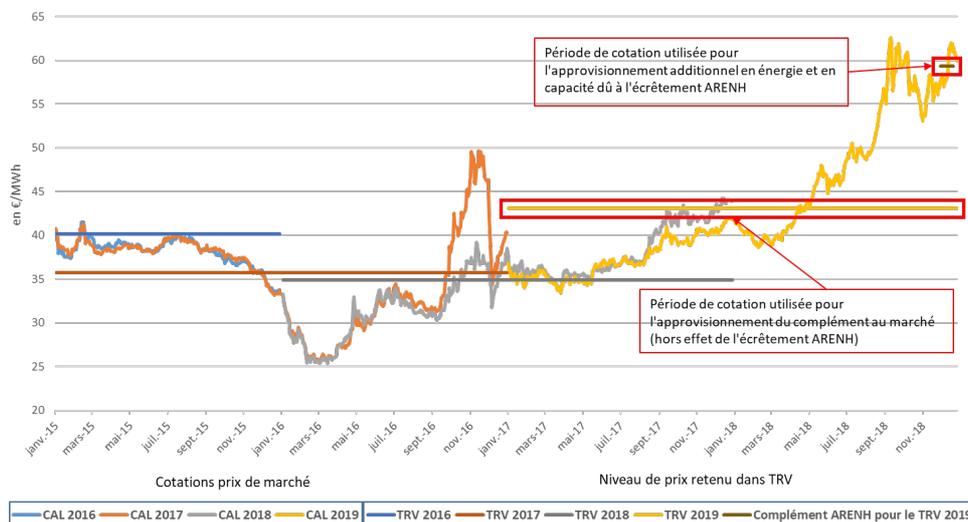
Ce mouvement a vocation à s'appliquer aussitôt que possible et en tout état de cause le premier jour d'un mois calendaire soit le 1<sup>er</sup> mars au plus tôt. Le gouvernement dispose d'un délai de trois mois pour s'opposer, le cas échéant, à la proposition de la CRE.

La hausse envisagée par la CRE est notamment la conséquence :

- de l'augmentation des prix de l'énergie sur les marchés de gros, pour 4,6% TTC ;
- du doublement des prix moyens des garanties de capacité, pour 1,3 % TTC.

La hausse des tarifs réglementés de vente envisagée par la CRE s'explique ainsi principalement par la conjoncture internationale, avec une hausse des prix des énergies depuis janvier 2018. L'électricité n'est pas le seul produit énergétique 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.

La hausse des prix des matières premières a entraîné une forte augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros (cf. observatoire des marchés de gros de l'électricité du 3<sup>ème</sup> trimestre 2018) : 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.



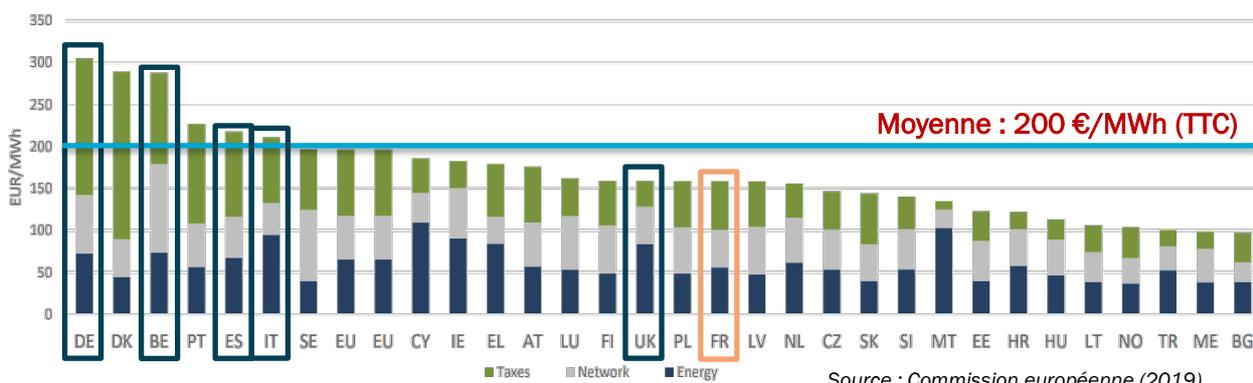
Par ailleurs, la hausse des prix de gros a pour conséquence de rendre l'ARENH plus attractif et a ainsi entraîné une forte demande des fournisseurs au guichet de novembre 2018, supérieure au plafond de 100 TWh fixé dans le code de l'énergie. Ce plafond, qui n'a pas évolué depuis la loi NOME de 2010, a eu pour conséquence un écrêtement des volumes d'ARENH attribués aux fournisseurs et un approvisionnement du volume rationné en décembre à un prix de marché non lissé sur les deux années précédentes.

La France n'est pas le seul pays concerné. Les hausses des prix de gros concernent l'ensemble des pays européens, où elles sont répercutées sur le marché de détail dans les mêmes proportions que celles que la CRE envisage de proposer. Certains gouvernements ont toutefois annoncé des mesures d'ordre fiscal 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 également de l'ordre de 8 % ;
- au Royaume-Uni, le régulateur, qui fixe un plafond de prix pour les consommateurs résidentiels, a annoncé qu'il le relèverait fortement dans les semaines à venir ;
- en Belgique, le régulateur a annoncé de fortes hausses à venir et certains responsables politiques demandent une baisse de la TVA sur l'électricité pour la réduire de 21 à 6 % comme cela avait été le cas entre avril 2014 et septembre 2015 ;
- en Allemagne, la hausse de 10 €/MWh des prix de marché de gros a permis de diminuer l'EEG (taxe qui a vocation à soutenir les énergies renouvelables) de l'ordre de 4 €/MWh.

En France, la CSPE, qui représente 22,5 €/MWh soit environ 15 % de la facture TTC d'un client résidentiel, pourrait éventuellement constituer un levier pour modérer l'évolution tarifaire TTC.

La CRE rappelle que le prix de l'électricité en France pour les consommateurs résidentiels demeure compétitif malgré les hausses envisagées. En effet, et malgré le plafond de 100 TWh, le dispositif de l'ARENH continue de faire bénéficier le consommateur final des conditions économiques de production d'un parc nucléaire partiellement amorti, comme le montre le graphique ci-après.



**OBJET DU DOCUMENT**

Ce document a pour objet de donner aux acteurs les éléments de contexte et d'explication sur le mouvement tarifaire envisagé par la CRE, en préparation des auditions qu'elle organise le 31 janvier 2019.



# SOMMAIRE

<b>1. RAPPEL DES PRINCIPES DE L'EMPILEMENT ET DES HYPOTHÈSES RETENUES POUR L'ÉVALUATION DE CHACUNE DE SES COMPOSANTES.....</b>	<b>4</b>
1.1 COMPOSANTE D'APPROVISIONNEMENT EN ÉNERGIE ET EN CAPACITÉ.....	4
1.2 COMPOSANTE D'ACHEMINEMENT .....	5
1.3 COMPOSANTE DE COMMERCIALISATION .....	5
1.4 RÉMUNÉRATION NORMALE .....	5
<b>2. CONSÉQUENCES DU MOUVEMENT TARIFAIRE.....</b>	<b>6</b>

## ANNEXES

- Evolution du prix des produits « Calendaires Base » depuis janvier 2010 ;
- Evolution des tarifs réglementés de vente d'électricité hors taxes en euros constants 2018 depuis 1996 ;
- Evolution des tarifs réglementés de vente de l'électricité hors taxes depuis août 2010 ;
- Hausses des prix de l'électricité TTC dans les pays européens voisins depuis 2010 pour les consommateurs résidentiels consommant entre 2500 et 5000 kWh par an ;
- Evolution récente des prix de l'électricité TTC dans les pays européens voisins et mesures permettant de modérer les hausses.

# EVOLUTION DU NIVEAU DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ HORS TAXES

## 1. RAPPEL DES PRINCIPES DE L'EMPILEMENT ET DES HYPOTHÈSES RETENUES POUR L'ÉVALUATION DE CHACUNE DE SES COMPOSANTES

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* ».

L'article R. 337-19 du code de l'énergie précise que « *pour chaque catégorie tarifaire mentionnée à l'article R. 337-18, le niveau des tarifs réglementés de vente de l'électricité est déterminé, sous réserve de la prise en compte des coûts de l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs réglementés d'Electricité de France et des entreprises locales de distribution, par l'addition du coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement, qui inclut 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. [...]* ».

La méthodologie utilisée par calculer l'évolution des tarifs réglementés de vente en application de ces textes est présentée dans les délibérations portant proposition de tarifs réglementés de vente d'électricité de la CRE du 13 juillet 2016, du 6 juillet 2017, du 11 janvier 2018 et du 12 juillet 2018 ainsi que dans les consultations publiques de la CRE du 18 février 2016 et du 2 novembre 2017. Elle repose notamment sur les deux principes généraux de couverture des coûts du fournisseur EDF et de contestabilité du TRV par un fournisseur alternatif.

### 1.1 Composante d'approvisionnement en énergie et en capacité

Le coût de la composante d'approvisionnement en énergie et en capacité correspond, pour les profils de consommation considérés, à la somme du coût d'approvisionnement à l'ARENH et du coût du complément d'approvisionnement réalisé sur les marchés de gros.

Les TRV sont calculés en considérant que les fournisseurs souscrivent de l'ARENH, dont le prix est fixé à 42 €/MWh, à hauteur de leurs droits<sup>1</sup>. La part ARENH pour les consommateurs au tarif bleu représente en moyenne, hors écrêtement, 68 % du volume d'énergie consommé. Par ailleurs, le produit ARENH contient les garanties de capacité associées.

Le volume d'ARENH demandé par les fournisseurs alternatifs lors du guichet du 21 novembre 2018 s'est élevé à 132,98 TWh hors filiales d'EDF. 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 prorata des demandes des fournisseurs, hors filiales d'EDF. Elle a ensuite notifié à chacun d'eux qu'il recevrait 75,2 % de sa demande d'ARENH.

En application de la méthodologie définie dans sa délibération du 11 janvier 2018, afin de respecter le principe de contestabilité des TRV par les fournisseurs alternatifs, la CRE envisage de répliquer les effets de l'écrêtement de l'ARENH dans sa proposition tarifaire. Conformément à la délibération susmentionnée, les modalités suivantes sont appliquées :

- le complément d'approvisionnement en énergie consécutif à l'écrêtement ARENH a été approvisionné de façon lissée, sur les marchés de gros, entre le 30 novembre (date à laquelle le niveau d'écrêtement était connu des fournisseurs) et le 21 décembre 2018. Le prix moyen du produit Calendaire Base 2019 sur cette période s'élève à 59,4 €/MWh ;
- le complément en capacité a été approvisionné lors de l'enchère de capacité du 13 décembre 2018, au prix de 18 045,7 €/MW.

Le complément d'approvisionnement – hors écrêtement dû à l'atteinte du plafond ARENH – est considéré comme approvisionné de façon lissée sur les deux années calendaires précédant l'année de livraison, du 1<sup>er</sup> janvier 2017 au 31 décembre 2018, selon une moyenne arithmétique. Le coût de ce complément d'approvisionnement sur les marchés de gros de l'électricité est évalué par la CRE selon les principes présentés dans la consultation publique du 18 février 2016 et repris dans ses propositions tarifaires antérieures.

Le prix de marché moyen résultant est de 43,07 €/MWh pour un produit de type calendrier base.

Le surcoût moyen pour le consommateur au TRV lié au complément d'approvisionnement en énergie sur le marché est de 6,6 €/MWh HT, soit 4,6% du tarif TTC.

<sup>1</sup> 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.

31 janvier 2019

Le calcul du complément d'approvisionnement en 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 ».

La CRE a retenu comme prix de la capacité la moyenne des prix révélés lors des enchères de capacité tenues pour l'année de livraison 2019. Le prix résultant est établi à 17 365 €/MW.

Le surcoût moyen pour le consommateur au TRV lié au complément d'approvisionnement en capacité sur le marché est de 1,8 €/MWh HT, soit 1,3% du tarif TTC.

### 1.2 Composante d'acheminement

La composante d'acheminement est déterminée sur le fondement des barèmes de prix du TURPE qui s'appliquent au 1<sup>er</sup> août 2018, en application de la délibération de la CRE du 14 juin 2018 portant projet de décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT<sup>2</sup>.

Ces coûts n'ont pas évolué depuis le mouvement tarifaire du 12 juillet 2018.

### 1.3 Composante 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 ».

En application de la méthodologie définie dans ses délibérations portant proposition de TRV mentionnés ci-dessus, la CRE interprète la notion de « fournisseur au moins aussi efficace » à la lumière de la pratique des autorités de concurrence, pour lesquelles la notion de coûts d'un concurrent au moins aussi efficace que l'opérateur dominant renvoie aux coûts de l'opérateur dominant. En conséquence, la CRE envisage de maintenir une référence de coûts commerciaux correspondant aux coûts de la direction commerce d'EDF, à l'instar de ses précédentes propositions tarifaires.

Par ailleurs, 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 données communiquées par EDF à la CRE, montrent une augmentation sensible des coûts prévisionnels de CEE pour l'année 2019, largement compensée par une baisse du même ordre de grandeur des prévisions de coûts commerciaux hors CEE d'EDF pour 2019.

Dans l'attente des conclusions de l'audit sur les coûts de CEE d'EDF qu'elle a lancé, la CRE envisage de ne pas faire évoluer la composante de coûts commerciaux intégrée dans les TRV lors de ce mouvement tarifaire. Elle intégrera les éventuels rattrapages, à la hausse comme à la baisse, dans sa proposition tarifaire suivante.

### 1.4 Rémunération normale

L'activité de commercialisation d'électricité étant peu capitalistique, sa rémunération a principalement vocation à traduire l'existence de risques, liés notamment aux écarts entre consommations prévisionnelles et consommations réalisées. Cette variabilité est due en particulier, mais pas seulement, à la forte sensibilité de la consommation électrique aux températures hivernales.

Dans ses précédentes propositions tarifaires, la CRE a retenu une politique de couverture du risque prudente, qui a conduit à un niveau de rémunération normale de 3,7 €/MWh en moyenne pour les clients aux tarifs bleus, soit 3,5% du tarif réglementé de vente hors taxes.

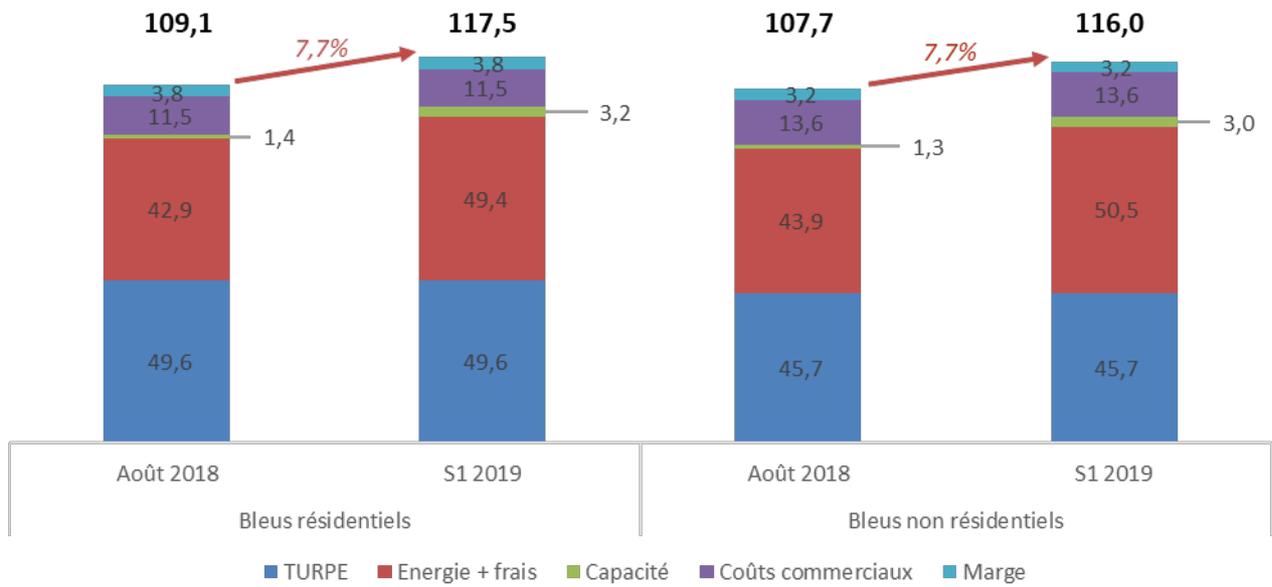
Le niveau de risque de l'activité de commercialisation d'électricité n'a pas évolué significativement depuis le précédent mouvement tarifaire du 1<sup>er</sup> août 2018. La CRE envisage, dans le cadre du présent mouvement, de maintenir le niveau de la rémunération normale à 3,7 €/MWh en moyenne (soit 3,2% du TRV moyen hors taxes).

<sup>2</sup> [www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-HTA-et-BT](http://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-HTA-et-BT)

**2. CONSÉQUENCES DU MOUVEMENT TARIFAIRE**

Le mouvement envisagé par la CRE entraîne une **hausse moyenne de 7,7 %** des tarifs réglementés de vente **hors taxes** pour les consommateurs bleus résidentiels et une **hausse moyenne de 7,7 % hors taxes** pour les consommateurs bleus non résidentiels.

Evolution de l'empilement hors taxes pour les consommateurs résidentiels et non résidentiels (en €/MWh)



**Annexes**

Figure 1 : Historique des prix de marché pour les produits « Calendaires Base » depuis janvier 2010

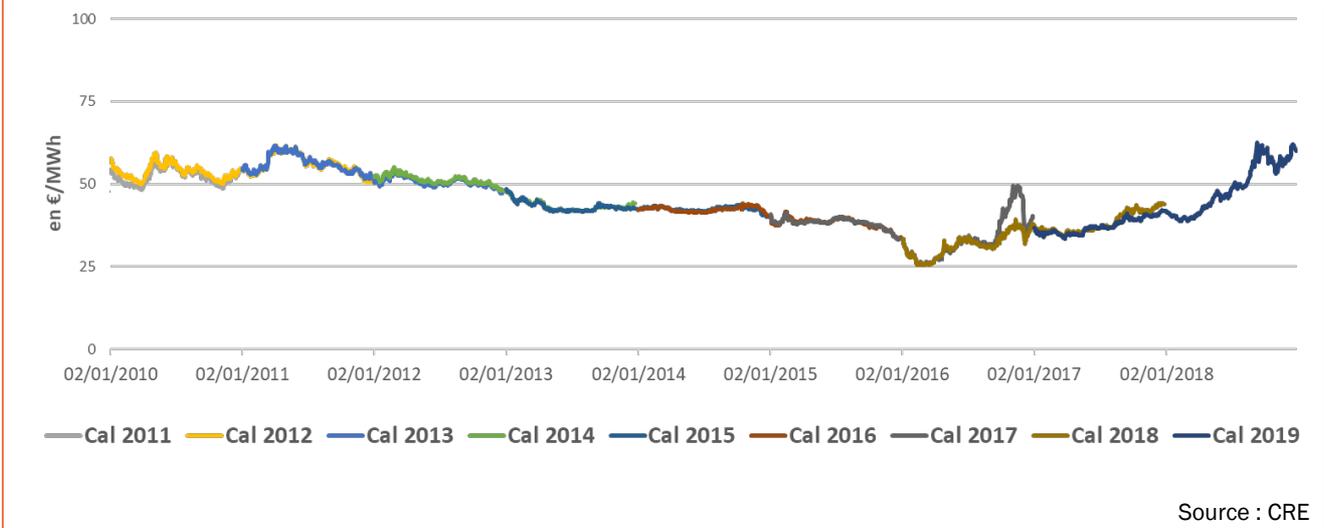
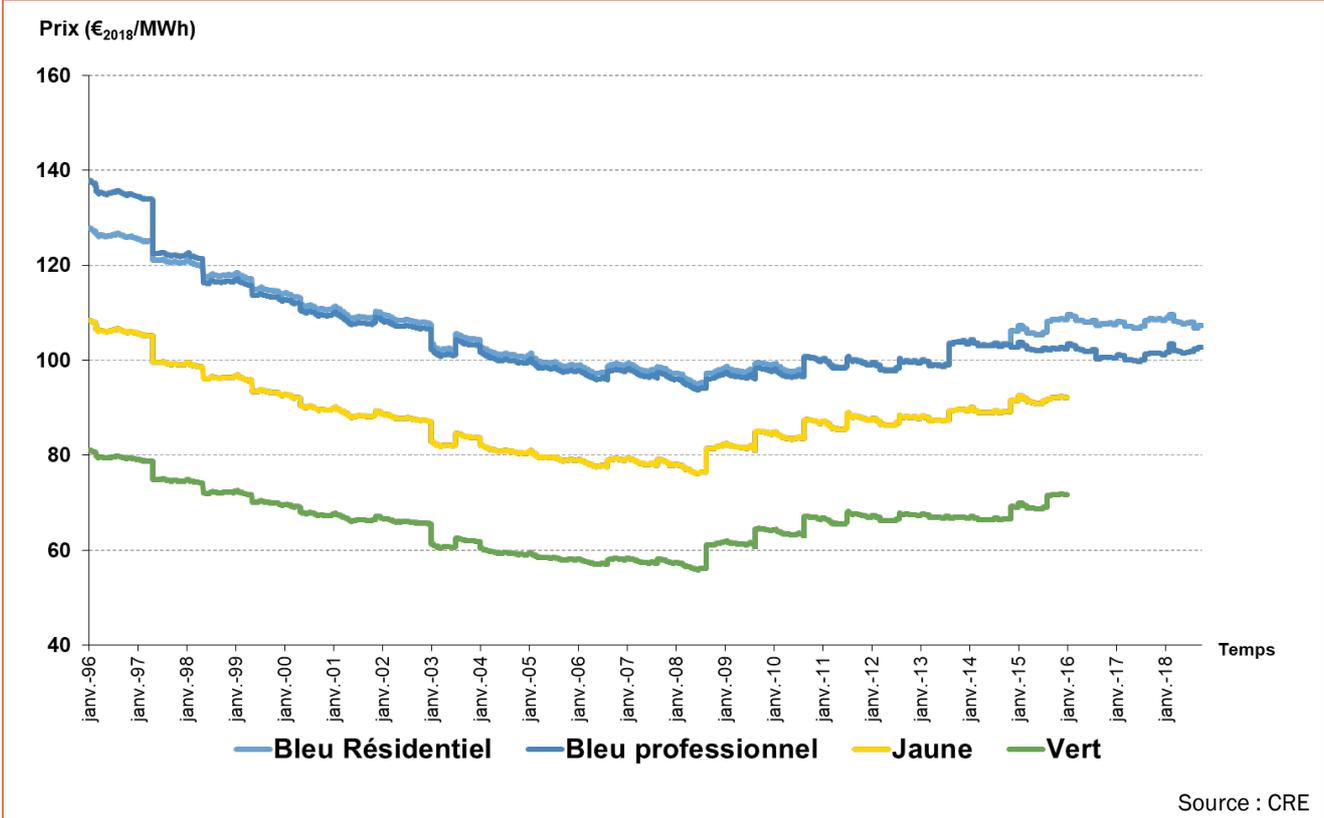


Figure 2 : Historique des tarifs réglementés de vente d'électricité hors taxes en euros constants 2018



## EVOLUTION DU NIVEAU DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ HORS TAXES

31 janvier 2019

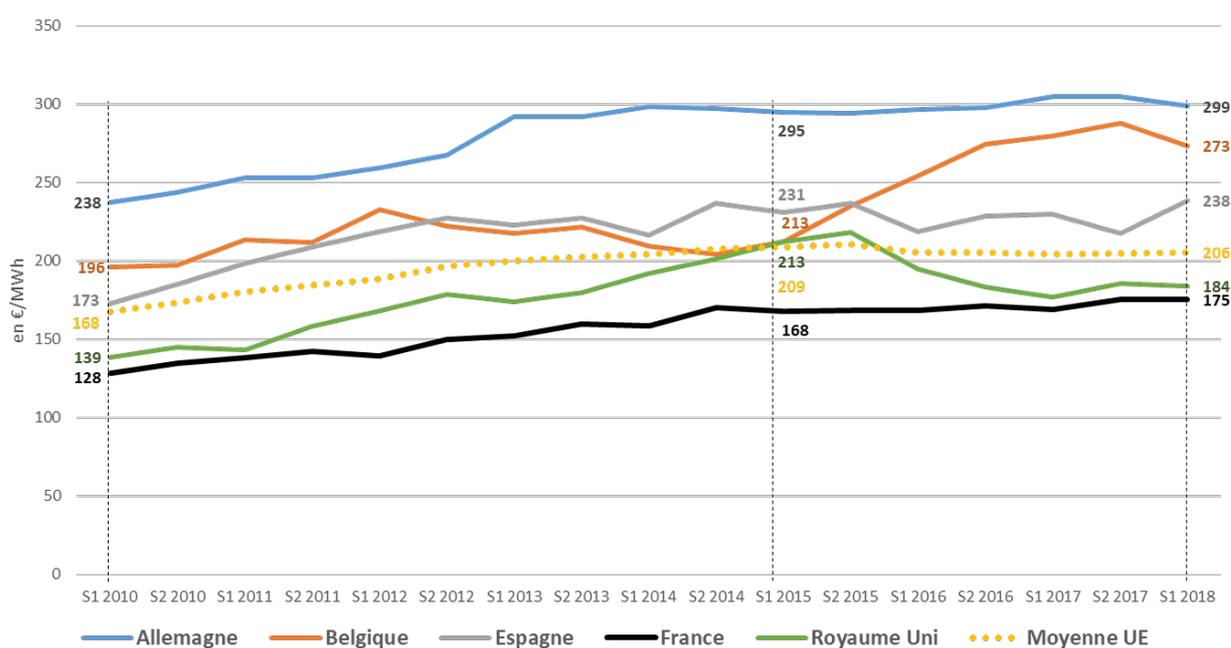
Tableau 1 : Historique des évolutions moyennes hors taxes du tarif réglementé de vente d'électricité par couleur

Date	Tarifs bleus résidentiels	Tarifs bleus non résidentiels	Tarifs jaunes	Tarifs verts
15 août 2010*	+3,0 %	+4,0 %	+4,5 %	+5,5 %
1 <sup>er</sup> juillet 2011	+1,7 %		+3,2 %	+3,2 %
23 juillet 2012	+2,0 %		+2,0 %	+2 %
1 <sup>er</sup> août 2013*	+5,0 %		+2,7 %	+0,0 %
1 <sup>er</sup> novembre 2014*	+2,5 %	-0,7 %	+2,5 %	+3,7 %
1 <sup>er</sup> août 2015	+2,5 %	+0,0 %	+0,9 %	+4,0 %
1 <sup>er</sup> août 2016*	-0,5 %	-1,5 %		
1 <sup>er</sup> août 2017 *	+1,7%	+1,7%		
1 <sup>er</sup> février 2018	+0,7%	+1,6%		
1 <sup>er</sup> août 2018	-0,5 %	+1,1%		

\*Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure

Source : CRE

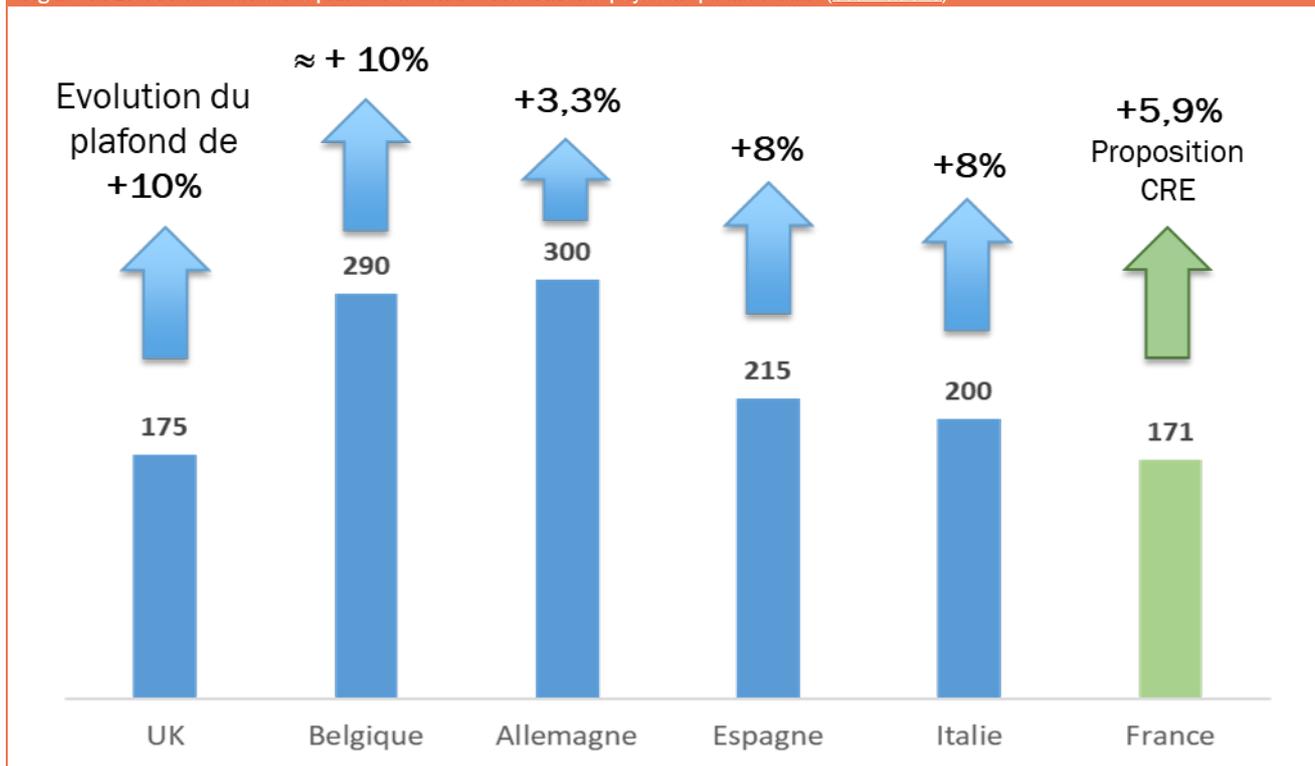
Figure 3 : Evolution des prix de l'électricité TTC dans les pays européens voisins depuis 2010 pour les consommateurs résidentiels consommant entre 2500 kWh/an et 5000 kWh/an<sup>3</sup>



Source : Eurostat

<sup>3</sup> Le consommateur résidentiel moyen au portefeuille d'EDF au 31 décembre 2017 consomme 4700 kWh/an

Figure 4 : Evolution récente des prix de l'électricité TTC dans les pays européens voisins (estimations)<sup>4</sup>



<sup>4</sup> Hypothèses relatives aux évolutions présentées et mesures envisagées permettant de modérer les hausses.

	Evolution récente des prix de l'électricité	Mesures permettant de modérer les hausses
Espagne	+ 8% TTC en janvier 2019 par rapport à janvier 2018	Suspension temporaire de l'imposition sur la production d'énergie
Italie	+8% TTC en octobre 2018 par rapport à octobre 2017	Gel de l'augmentation des taxes (principalement les redevances pour soutien aux ENR)
Royaume Uni	Le régulateur a annoncé une forte augmentation à venir. Les experts du secteur s'attendent à une hausse de 10% TTC	
Belgique	+10% TTC en un an (données de septembre) Prévision de hausse du même ordre (voire supérieure) pour le début d'année	Certains responsables politiques demandent une baisse de la TVA sur l'électricité pour la réduire de 21 à 6 % comme cela avait été le cas entre avril 2014 et septembre 2015
Allemagne	+ 10 €/MWh	Compensés en partie par une baisse mécanique de l'EEG (taxe qui à vocation à soutenir les ENR) de 4€/MWh