

## DÉLIBÉRATION N° 2021-09

### Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 janvier 2021 portant proposition des tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution

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

En France métropolitaine continentale, les tarifs de cession permettent aux entreprises locales de distribution (ELD) de s'approvisionner en électricité pour la fourniture de leurs clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) et, pour celles desservant moins de 100 000 clients, pour la fourniture de leurs pertes réseau. En outre, le X de l'article 64 de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat prévoit que « *Par dérogation à l'article L. 337-10 du code de l'énergie, les entreprises locales de distribution mentionnées à l'article L. 111-54 du même code peuvent bénéficier des tarifs de cession mentionnés à l'article L. 337-1 dudit code pour l'approvisionnement nécessaire à l'exécution du contrat de fourniture proposé dans le cadre prévu au VI du présent article jusqu'au 31 décembre 2021* ».

En application de l'article L.337-10 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 présente délibération de la CRE porte proposition d'une évolution des tarifs de cession. Elle précise les méthodologies et hypothèses retenues pour établir les barèmes de prix applicables, cohérentes avec celles de la délibération du 14 janvier 2021 sur les TRVE<sup>1</sup> et en continuité avec les précédentes propositions de la CRE portant sur les tarifs de cession.

La CRE a réévalué l'ensemble des briques de l'empilement des tarifs de cession.

La proposition de la CRE entraîne une hausse moyenne de 2,27 €/MWh du tarif de cession soit 3,96 % HT.

## **1. CADRE JURIDIQUE**

En application de l'article L. 337-10 du Code de l'énergie, les entreprises locales de distribution (ELD) peuvent s'approvisionner auprès d'EDF aux tarifs de cession pour la fourniture de leurs clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) et, dans le cas où les ELD desservent moins de 100 000 clients, pour l'approvisionnement des pertes d'électricité des réseaux qu'elles exploitent<sup>2</sup>.

En application de ce même article, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission depuis le 8 décembre 2015, de proposer les tarifs de cession aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

L'article L. 337-11 dispose par ailleurs que *« les tarifs de cession d'électricité aux entreprises locales de distribution sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures »*.

Le décret n° 2016-1133 du 19 août 2016 a modifié les articles R. 337-26 à R. 337-28 du Code de l'énergie. L'article R. 337-26 du Code de l'énergie précise notamment les modalités de calcul des composantes des tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution. Aux termes des dispositions de cet article, dans sa rédaction issue du décret,

*« Les tarifs de cession de l'électricité sont déterminés, sous réserve de la prise en compte des coûts d'Electricité de France pour l'activité de fourniture de l'électricité aux tarifs de cession, par l'addition du coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique et du coût du complément d'approvisionnement sur le marché, qui inclut la garantie de capacité.*

*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 du Code de l'énergie aux catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures mentionnées à l'article L. 337-11 du présent code, compte tenu, le cas échéant, de l'atteinte du volume global maximal d'électricité nucléaire historique fixé par l'article L. 336-2.*

*Le coût du complément d'approvisionnement sur le marché est calculé en fonction des caractéristiques intrinsèques de fourniture et des prix de marché à terme constatés. Les frais annexes associés à ce mode d'approvisionnement sont adaptés à la fourniture aux tarifs de cession.*

*Jusqu'au début de la première année de livraison du mécanisme d'obligation de capacité prévu par les articles R. 335-1 et suivants du Code de l'énergie, le coût de la garantie de capacité est considéré comme nul pour la détermination du niveau des tarifs de cession. Par la suite, ce coût est intégré au tarif de cession.*

*Les tarifs de cession de l'électricité comportent plusieurs périodes tarifaires et pour chacune, une part proportionnelle à l'énergie consommée. Ils ne comportent pas de part fixe. »*

L'article R. 337-27 du Code de l'énergie dans sa rédaction issue du décret dispose que :

*« Les tarifs de cession font l'objet d'un examen au moins une fois par an.*

*Les propositions de tarifs réglementés de vente de l'électricité faites par la Commission de régulation de l'énergie en application de l'article L. 337-4 du Code de l'énergie sont accompagnées d'une proposition de tarifs de cession ».*

Enfin, l'article R. 337-28 du Code de l'énergie modifié, prévoit que *« La Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie »*.

## **2. LES TARIFS DE CESSION SONT CONSTRUITS AFIN DE REFLETER L'EMPILEMENT DES COÛTS LIÉS À LEUR FOURNITURE, EN COHERENCE AVEC LA METHODOLOGIE DE CONSTRUCTION DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE**

Depuis la publication du décret du 19 août 2016, les tarifs de cession doivent être construits selon la méthode dite « par empilement des coûts ».

<sup>2</sup> Article L. 337-10 du Code de l'énergie : *« [...] Le bénéfice des tarifs de cession pour l'approvisionnement des pertes d'électricité des réseaux est limité au 31 décembre 2013 pour les entreprises locales de distribution desservant plus de cent mille clients. »*

La CRE applique une méthodologie de calcul identique à celle retenue pour les TRVE dans sa proposition tarifaire du 14 janvier 2021. Les hypothèses spécifiques à la construction des tarifs de cession sont explicitées dans les parties suivantes.

La CRE retient, pour le calcul de l'empilement des coûts des tarifs de cession, les 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 au marché en énergie et en garanties de capacité en tenant compte à l'instar de la construction des TRVE de l'écrêtement de l'ARENH conformément au Code de l'énergie précité ;
- Le coût de la couverture des risques liés à l'approvisionnement par EDF des ELD aux tarifs de cession ;
- Le coût de gestion par EDF des contrats aux tarifs de cession des ELD.

**2.1. Le coût de l'approvisionnement en énergie des tarifs de cession correspond dans la présente proposition, en structure et en niveau, aux coûts d'un fournisseur qui se serait approvisionné à l'ARENH et au marché. Le coût de la capacité est intégré dans l'empilement tarifaire.**

**2.1.1. La CRE évalue les coûts d'approvisionnement sur le fondement d'une courbe de charge représentative du portefeuille des ELD, sur 5 postes horosaisonniers.**

Afin de déterminer la « forme » de la consommation de chaque client au pas horaire, chaque option du TRVE est associée à un profil de consommation décrit plus en détail dans la délibération de la CRE du 14 janvier 2021 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité.

À partir de ces profils et des données de consommation des clients des portefeuilles des ELD, il est possible de reconstituer une courbe de charge totale représentative de la consommation des clients aux TRVE au périmètre des ELD.

Cette courbe de charge est décomposée entre les cinq postes horosaisonniers que la CRE retient pour la structure des tarifs de cession (voir annexe). L'empilement est évalué sur chacun de ces cinq postes horosaisonniers.

**2.1.2. La méthodologie d'évaluation des coûts d'approvisionnement en énergie et en capacité est conforme à celle utilisée pour les tarifs réglementés de vente**

La méthodologie retenue pour la construction des tarifs de cession est identique à celle retenue dans la délibération de la CRE du 14 janvier 2021 portant proposition des TRVE.

\*

La CRE évalue le coût de l'approvisionnement à l'ARENH, en calculant le volume d'ARENH à partir de la consommation relevée sur la courbe de charge décrite précédemment pendant les 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.

La CRE a annoncé dans son communiqué de presse du 30 novembre 2020 que les volumes d'ARENH demandés par les fournisseurs alternatifs lors du guichet de novembre 2020 s'élevaient à 146,2 TWh hors filiales contrôlées par EDF et hors pertes (contre 147 TWh pour l'année 2020). En application de l'article R. 336-18 du code de l'énergie et de sa délibération du 12 novembre 2020<sup>3</sup>, la CRE a réparti les 100 TWh d'ARENH au *pro rata* des demandes des fournisseurs, hors filiales contrôlées par EDF.

En application du code de l'énergie, afin d'assurer la contestabilité des TRVE par les fournisseurs alternatifs, la CRE a répliqué les effets de l'écrêtement dans sa délibération portant proposition des TRVE du 14 janvier 2021.

En application de la délibération du 11 janvier 2018 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité, la CRE a appliqué les modalités suivantes :

- la part du complément d'approvisionnement en énergie consécutive à l'écrêtement ARENH a été approvisionnée de façon lissée, sur les marchés de gros, entre le 1<sup>er</sup> décembre et le 23 décembre 2021. Le prix moyen du produit Calendaire Base 2021 sur cette période s'élève à 48,2 €/MWh ;

<sup>3</sup> délibération n°2020-277 du 12 novembre 2020 de la CRE

- la part du complément en capacité a été approvisionnée lors de l'enchère de capacité du 10 décembre 2020, au prix de 39 095,4 €/MW.

La CRE propose d'appliquer les mêmes modalités pour estimer le coût d'approvisionnement du complément en énergie et en garanties de capacité pris en compte dans les tarifs de cession.

\*

Le complément d'approvisionnement en énergie – hors effet de l'écrêtement de l'ARENH – est considéré comme approvisionné de façon lissée sur les deux années calendaires précédant l'année de livraison, du 1<sup>er</sup> janvier 2019 au 31 décembre 2020, 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 postérieures.

Le prix de marché moyen résultant est de 46,7 €/MWh pour un produit de type calendrier base.

La CRE intègre par ailleurs, dans sa proposition des tarifs de cession, le coût du complément d'approvisionnement en garanties de capacité – hors écrêtement dû à l'atteinte du plafond ARENH. Le calcul de l'obligation de capacité de chaque consommateur est réalisé en application de la méthodologie prévue par les dispositions des articles R. 335-1 et suivants du code de l'énergie et celles des règles du mécanisme de capacité mentionnées à l'article R. 335-1 du code de l'énergie.

\*

Le complément d'approvisionnement en garanties de capacité – hors effet de l'écrêtement de l'ARENH – est considéré comme approvisionné à un prix égal à la moyenne des prix révélés lors des enchères de capacité tenues pour l'année de livraison 2021. Le prix résultant est établi à 31 241 €/MW.

Conformément à la délibération de la CRE du 13 avril 2017 concernant les conditions dans lesquelles les garanties de capacité sont prises en compte dans les tarifs de cession, le nombre de garanties de capacité apportées par les tarifs de cession doit correspondre à l'obligation de l'ELD au titre de ses clients aux TRVE, au prorata, calculé annuellement, entre les volumes d'achat aux tarifs de cession et les volumes de vente aux TRVE.

La CRE avait en conséquence proposé dans sa délibération tarifaire du 6 juillet 2017 relative aux tarifs de cession que le coût de la capacité soit réparti en €/MWh uniformément sur tous les postes horosaisonniers afin de limiter les possibilités d'arbitrage. La CRE propose de maintenir cette répartition dans la présente proposition.

\*

Ces évolutions entraînent une hausse du tarif de cession de 2,01 €/MWh.

## **2.2. Frais associés à l'activité de fourniture aux tarifs de cession**

L'approvisionnement en énergie et en capacité des tarifs de cession comporte des frais spécifiques listés ci-dessous et détaillés dans la proposition tarifaire de la CRE du 14 janvier 2021 relative aux TRVE.

La CRE retient pour les tarifs de cession les mêmes frais d'accès au marché pour l'approvisionnement en énergie et en capacité que ceux retenus dans la construction des TRVE, conformément à la méthodologie précédemment établie.

La CRE prend en compte une évaluation des coûts des écarts du périmètre d'équilibre (coûts des écarts entre la consommation prévisionnelle en J-1 et celle finalement constatée, liés au fonctionnement du mécanisme de responsabilité d'équilibre). La CRE maintient, à l'instar des TRVE, un montant de 0,3 €/MWh, valeur représentative des coûts supportés par les fournisseurs.

Par ailleurs, conformément aux articles L. 137-30 et suivants du code de la sécurité sociale, la CRE intègre le montant de la contribution sociale de solidarité des sociétés dans le niveau des tarifs de cession. La contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S) finance le régime de protection sociale des travailleurs indépendants (artisans, commerçants, exploitants agricoles, etc.). Le montant de la C3S retenu par la CRE dans la construction des tarifs de cession est de 0,1 €/MWh.

Enfin, de manière cohérente avec sa délibération du 14 janvier 2021 relative aux TRVE, la CRE propose de tenir compte de l'impact de l'appel d'offres long terme 2021-2027 portant sur le développement de nouvelles capacités. Le reversement par les producteurs lauréats de l'appel d'offres aux fournisseurs diminue le coût de l'approvisionnement en capacité de l'ordre de 20 €/MW.

## **2.3. Coûts de gestion des contrats aux tarifs de cession des ELD par EDF**

La gestion des relations avec les ELD dans le cadre de la vente aux tarifs de cession (relations contractuelles, facturation et recouvrement) génère des coûts pour EDF.

S'agissant des coûts de gestion du tarif de cession pour l'année 2020, la valeur réalisée transmise par EDF est inférieure de 2c€/MWh à la valeur prise en compte dans les tarifs de cession. La CRE prend en compte cet écart dans la valeur de rattrapage proposée dans la partie 2.5.

S'agissant des coûts de gestion du tarif de cession pour l'année 2021, EDF a transmis à la CRE une valeur prévisionnelle identique à celle actuellement retenue dans les tarifs et correspondant aux coûts de gestion prévisionnels pour 2020.

Ainsi, la CRE propose de ne pas faire évoluer la composante de coûts de gestion des contrats au tarif de cession lors de ce mouvement tarifaire.

#### **2.4. Coûts de couverture des risques**

Dans le cadre de la construction des TRVE, la CRE intègre une marge dite « à risque » qui a vocation à couvrir les risques d'un fournisseur liés à l'approvisionnement de ses clients en énergie et en capacité, pour une politique de risque donnée. Ces risques sont en grande partie liés à des écarts par rapport à la consommation prévisionnelle, compensés par des achats ou des reventes sur le marché spot. La CRE a intégré dans la construction des TRVE les risques suivants :

- Risques quantifiés :
  - Risque lié à la thermosensibilité des consommateurs ;
  - Risque de consommation « macro-économique » ;
  - Risque lié aux erreurs de prévision de portefeuille ;
  - Risque lié à l'approvisionnement en capacité.
  
- Risques non quantifiés :
  - Risques autres notamment liés à l'évolution du contexte réglementaire et à la rémunération des capitaux investis dans l'activité de commercialisation.

La méthodologie d'évaluation des risques est présentée dans la proposition tarifaire de la CRE du 14 janvier 2021.

Ces risques existent également dans le cadre de la fourniture aux tarifs de cession. En particulier, EDF et les ELD doivent faire face aux écarts par rapport à la consommation prévisionnelle, en effectuant pour EDF, des achats et des reventes sur les marchés qu'il revendra aux tarifs de cession et en achetant, pour les ELD, plus ou moins d'électricité aux tarifs de cession pour approvisionner leurs clients au TRVE.

Lors de la proposition tarifaire du 6 juillet 2017 relative aux tarifs de cession, la CRE avait établi une méthodologie de partage des risques entre EDF et les ELD qu'elle a reprécisée lors de la proposition tarifaire du 12 juillet 2018 en spécifiant le partage retenu pour les risques liés aux erreurs de prévision de portefeuille et à l'approvisionnement en capacité. La CRE propose de conserver cette méthodologie dans le cadre de la présente délibération :

- Pour le risque lié à la thermosensibilité, 61 % de la composante correspondante intégrée dans les TRVE est répercutée dans les tarifs de cession (61 % de ces coûts sont imputés à la couverture du risque porté par EDF) ;
- Pour le risque de consommation « macro-économique », 29 % de la composante correspondante intégrée dans les TRVE est répercutée dans les tarifs de cession ;
- Pour le risque de consommation « portefeuille », 100% de la composante correspondante intégrée dans les TRVE est répercutée dans les tarifs de cession ;
- Pour le risque lié à l'approvisionnement en capacité, 90% de la composante correspondante intégrée dans les TRVE est répercutée dans les tarifs de cession.

S'agissant des risques non quantifiés, la CRE a retenu, lors de la proposition tarifaire du 12 juillet 2018, une affectation en totalité aux ELD. La CRE propose de maintenir cette répartition pour la présente proposition.

Tableau 2 : Niveau de couverture des risques d'EDF inclus dans les tarifs de cession

	en €/MWh
Couverture du risque thermosensibilité à 95%	1,15
Couverture du risque « macroéconomique » à 95%	0,02
Couverture du risque « portefeuille » à 95%	0,41
Couverture du risque capacité à 95%	0,43
<b>Total</b>	<b>2,01</b>

## 2.5. Rattrapages tarifaires

Le tarif de cession actuellement en vigueur intègre une composante de rattrapage de 2,25 €/MWh afin de couvrir les écarts entre coûts et tarifs de cession au titre de l'année 2019 égale à celle prise en compte dans les TRVE.

Dans le cadre de la délibération du 14 janvier 2021 relative aux TRVE, la CRE a réévalué cette composante afin d'achever ce rattrapage en un an. La CRE propose en conséquence de réévaluer également cette composante pour le tarif de cession afin de prendre en compte les effets mentionnés ci-dessous :

- La réévaluation du rattrapage de 2019 proposée pour les TRVE (+0,20€/MWh)
- Le décalage entre l'application des tarifs au 1<sup>er</sup> février et l'évolution des coûts sous-jacents au 1<sup>er</sup> janvier pour l'année 2020 (+0,08€/MWh) ;
- L'écart entre les coûts de gestion prévisionnels et réalisés pour 2020 (-0,02€/MWh).

Par ailleurs, la CRE n'intègre pas dans le tarif de cession la part de la composante de rattrapage au titre de 2020 qui couvre la réévaluation à la hausse des coûts commerciaux en raison notamment de la crise sanitaire.

En conséquence, la CRE propose de porter la composante de rattrapage du tarif de cession à 2,51 €/MWh, soit une hausse de 0,26€/MWh.

## **DECISION**

En cohérence avec sa proposition d'évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité du 14 janvier 2021, la CRE propose une évolution des tarifs de cession aux entreprises locales de distribution (ELD).

Ces tarifs permettent aux ELD de s'approvisionner en électricité pour la fourniture de leurs clients aux tarifs réglementés et, pour celles desservant moins de 100 000 clients, pour la fourniture de leurs pertes réseau.

La CRE propose le barème figurant en annexe de la présente délibération et propose son application concomitamment à l'évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité.

Comme évoqué précédemment, l'évolution du tarif de cession proposée par la CRE occasionne une hausse moyenne de 2,27 €/MWh HT.

La CRE estime que la présente proposition de tarif de cession augmente la marge brute<sup>4</sup> des ELD de 0,26 €/MWh par rapport à l'exercice précédent. En effet, la composante de coûts commerciaux inclus dans les TRVE augmente et la composante de rattrapage au titre de l'année 2020, correspondant à des coûts commerciaux réalisés supérieurs aux prévisionnels (en raison notamment de la hausse des impayés à la suite de la crise sanitaire liée à la Covid-19) incluse dans les TRVE n'est pas répercutée dans le tarif de cession.

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

**Délibéré à Paris, le 14 janvier 2021.**

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

**Le Président,**

**Jean-François CARENCO**

<sup>4</sup> La marge brute est définie comme la différence entre le niveau moyen des tarifs réglementés de vente (hors taxes et hors part acheminement TURPE) et le niveau moyen des tarifs de cession.

**ANNEXE : BAREMES DES TARIFS DE CESSION**

Ce tarif comporte une option « Base » qui comprend cinq périodes tarifaires suivant la saison (« Hiver » du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars inclus et « Eté » du 1<sup>er</sup> avril au 31 octobre inclus) et l'heure de la journée (Heures Pleines/Heures Creuses et Pointe).

Les dimanches sont entièrement en Heures Creuses.

Tous les autres jours comprennent 8 Heures Creuses.

Les heures de « Pointe » sont fixées de décembre à février à raison de 2 heures le matin et de 2 heures le soir.

Tarif à 5 postes OPTION BASE	Hiver			Eté	
	Pointe	Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Prix de l'énergie (c€/kWh)	10,01	7,91	5,56	5,15	3,65

Le schéma ci-dessous présente la décomposition des tarifs de cession sur chacun des postes horosaisonniers :

