

## DÉLIBÉRATION N° 2018-161

12 juillet 2018

### Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juillet 2018 portant proposition des tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution

Participaient à la séance : Jean-François CARENCO, président, Christine CHAUVET, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, 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 réseaux. 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 Commission de régulation de l'énergie (CRE) porte proposition d'une évolution des tarifs de cession. Elle précise les méthodologies et hypothèses retenues pour établir les barèmes de prix applicables.

**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 au tarif 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>1</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 du tarif 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. »*

La CRE a fait deux propositions de tarif de cession :

- Une première proposition dans sa délibération du 6 juillet 2017, entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2017 en application de la décision des ministres chargés de l'énergie et de l'économie du 27 juillet 2017 ; et
- Une seconde proposition dans sa délibération du 11 janvier 2018, entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> février 2018 en application de la décision du 31 janvier 2018 des ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

<sup>1</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. »*

## **LES TARIFS DE CESSION SONT CONSTRUITS AFIN DE REFLETER L'EMPILEMENT DES COÛTS AFFÉRENTS A LEUR FOURNITURE, EN COHERENCE AVEC LA METHODOLOGIE DE CONSTRUCTION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS 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 ».

La CRE retient, pour le calcul de l'empilement des coûts du tarif de cession, les composantes suivantes :

- Le coût d'approvisionnement en énergie, qui est composé du coût d'approvisionnement de la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) et du coût d'approvisionnement du complément de fourniture, correspondant à des achats sur les marchés de gros de l'électricité. Les frais inhérents à cet approvisionnement sont pris en compte dans ce calcul ;
- Le coût d'approvisionnement en capacité, établi à partir du prix de référence marché qui est la moyenne arithmétique des prix révélés par les enchères de capacité. Pour l'année de livraison 2018, le prix de référence marché, correspondant à la moyenne arithmétique des deux enchères de capacité du 9 novembre 2017 et du 14 décembre 2017, est égal à 9342,65 €/MW ;
- Le coût de la couverture des risques liés à l'approvisionnement par EDF des ELD au tarif de cession ;
- Le coût de gestion par EDF des contrats au tarif de cession des ELD.

### **METHODOLOGIE DE CONSTRUCTION DES TARIFS DE CESSION PAR EMPILEMENT**

La CRE utilise, pour la construction des tarifs de cession, une méthodologie de calcul identique à celle retenue pour les TRVE dans sa proposition tarifaire du 12 juillet 2018. Les hypothèses spécifiques à la construction des tarifs de cession sont explicitées dans les parties suivantes.

#### **1.1 La part énergie du tarif de cession est construite en structure pour refléter un approvisionnement sur le marché uniquement et en niveau pour refléter les prix de l'ARENH et du marché. Le coût de la capacité est intégré dans l'empilement tarifaire.**

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

La très grande majorité des clients de puissance souscrite inférieure ou égale à 36kVA et, plus particulièrement, les clients souscrivant une des options du TRVE bleu, voient leur consommation relevée semestriellement. 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 12 juillet 2018 *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.

##### **1.1.2 La méthodologie d'évaluation des coûts de l'énergie et de la capacité est conforme à celle utilisée pour les tarifs réglementés de vente**

La méthodologie retenue pour la construction du tarif de cession est conforme à celle retenue dans la délibération de la CRE du 12 juillet 2018 portant proposition des TRVE.

La CRE évalue le coût d'approvisionnement en énergie des tarifs de cession en déterminant :

- Le coût de l'ARENH, selon un volume d'ARENH calculé à partir de la consommation relevée sur la courbe de charge décrite précédemment 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 ;
- Le coût du complément d'approvisionnement sur le marché, déterminé selon des prix de marché à terme représentatifs d'un approvisionnement lissé sur deux ans.

Les prix de marché à terme retenus sont sensiblement inférieurs au prix de l'ARENH. Aussi, comme pour la construction des TRVE et dans un souci de cohérence, la structure du tarif de cession est construite de façon à refléter la stratégie d'un fournisseur ne s'approvisionnant que sur le marché, c'est-à-dire sans recours au produit ARENH. Cette structure est ensuite recalée pour atteindre le niveau de prix intégrant l'ARENH.

La CRE intègre par ailleurs, dans sa proposition de tarif de cession, le coût de l'approvisionnement en capacité. Le calcul du coût de la capacité est réalisé sur la courbe de charge décrite précédemment, 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 mécanisme de capacité ».

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

La CRE avait en conséquence proposé dans sa délibération tarifaire du 6 juillet 2017 relative au tarif 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.

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

Comme pour la construction des TRVE, l'approvisionnement en énergie et en capacité du tarif de cession comporte des frais spécifiques listés ci-dessous et détaillés dans la proposition tarifaire de la CRE du 12 juillet 2018 relative aux TRVE.

La CRE conserve les mêmes frais d'accès au marché pour l'approvisionnement en énergie et en capacité que ceux retenus dans la construction des TRVE :

- Frais d'échange (« trading fees ») ;
- Frais de la chambre de compensation (« clearing fees ») ;
- Frais de livraison (« delivery fees »), qui sont intégrés uniquement dans le calcul d'approvisionnement en énergie sur les marchés à terme.

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 retient ainsi, à l'instar des TRVE, un montant de 0,3 €/MWh, valeur représentative des coûts supportés par les fournisseurs.

Enfin, la CRE intègre le montant de la contribution sociale de solidarité des sociétés dans le niveau du tarif 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 du tarif de cession est de 0,1 €/MWh.

## **1.3 Coûts de gestion des contrats au tarif 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.

Lors des propositions tarifaires du 6 juillet 2017 et du 11 janvier 2018 relatives aux tarifs de cession, la CRE avait retenu la valeur déclarée par EDF, soit 0,34€/MWh. Cette valeur était contestée par les ELD.

Selon les ELD, « ces coûts ne constitu[ai]ent pas une référence valable des coûts de gestion des contrats aux tarifs de cession dès lors que les tarifs de cession ont fait l'objet d'une simplification ». En effet, en 2017, la CRE avait proposé une simplification du tarif de cession qui ne comporte plus qu'une seule option. Par conséquent, la gestion des contrats au tarif de cession des ELD par EDF aurait dû être simplifiée.

La CRE avait alors indiqué qu'elle mènerait « une étude approfondie, afin de déterminer le montant des coûts de gestion adapté à la nature de cette activité ».

Cette étude a été réalisée au début de l'année 2018 lors des travaux préparatoires à la présente délibération.

Aux termes de cette analyse, la CRE a constaté que l'ensemble des activités réalisées par EDF étaient justifiées dans le cadre de la gestion des contrats au tarif de cession.

Il a également été constaté que la simplification de la structure des tarifs de cession avait effectivement permis d'alléger les charges pesant sur EDF en ce qu'elle réduit le nombre d'avenants aux contrats.

Toutefois, à la suite de l'évolution structurelle du tarif de cession d'août 2017, EDF et les ELD ont dû établir de nouveaux contrats remaniés qui ont entraîné des coûts de gestion spécifiques supportés par EDF en 2017 et en 2018. L'ensemble des nouveaux contrats devraient être signés d'ici la fin de l'année 2018. Cette composante de coûts sera par conséquent nulle à partir de 2019.

La CRE considère que ces coûts spécifiques liés à la mise en œuvre des nouveaux contrats peuvent être amortis. La CRE propose ainsi d'amortir ces coûts sur cinq ans.

Dans le cadre de la présente proposition de tarif de cession, la CRE intègre ainsi une valeur pour les coûts de gestion des contrats aux tarifs de cession des ELD par EDF égale à 0,31€/MWh.

#### **1.4 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 CRE est désormais en mesure de quantifier le coût de couverture du risque de consommation « portefeuille » et du risque lié à l'approvisionnement en capacité. La méthodologie d'évaluation de ces coûts de couverture est présentée dans la proposition tarifaire de la CRE du 12 juillet 2018. Ces risques étaient précédemment considérés comme étant intégrés aux risques non quantifiés.

Pour la construction des TRVE, la CRE a retenu une politique visant à couvrir les risques dans 95% des cas.

Ces risques existent également dans le cadre de la fourniture au tarif de cession. En particulier, EDF et les ELD doivent faire face aux écarts par rapport à la consommation prévisionnelle, en effectuant pour le premier, des achats et des reventes sur les marchés qu'il revendra au tarif de cession et en achetant, pour les secondes, plus ou moins d'électricité au tarif de cession qu'elles revendront 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 propose de conserver dans le cadre de la présente délibération en précisant spécifiquement cette fois-ci le partage qu'elle retient pour le risque consommation « portefeuille » d'une part et pour le risque lié à l'approvisionnement en capacité d'autre part, risques que la CRE est désormais en mesure de quantifier.

Ces calculs permettent de déterminer comment la composante de risque, qui est intégrée au TRVE, peut être répartie entre EDF d'une part et les ELD d'autre part. Cette répartition se traduit par une augmentation du tarif de cession afin de couvrir les risques encourus par EDF au titre de sa fourniture.

S'agissant des risques quantifiés, la CRE propose de retenir les répartitions suivantes :

- Pour le risque lié à la thermosensibilité, 82% de la composante correspondante intégrée dans les TRVE est répercutée dans le tarif de cession (82% de ces coûts sont imputés à la couverture du risque porté par EDF) ;
- Pour le risque de consommation « macro-économique », 45% de la composante correspondante intégrée dans les TRVE est répercutée dans le tarif de cession ;

- Pour le risque de consommation « portefeuille », 100% de la composante correspondante intégrée dans les TRVE est répercutée dans le tarif de cession ;
- Pour le risque lié à l’approvisionnement en capacité, 90% de la composante correspondante intégrée dans les TRVE est répercutée dans le tarif de cession.

S’agissant des risques non quantifiés, lors des propositions tarifaires de juillet 2017 et de février 2018, les risques « portefeuille », « capacité » et les risques non-quantifiables étaient regroupés et partagés à 10% pour EDF et 90% pour les ELD. En effet, la CRE avait considéré que « *les risques réglementaires et réglementaires étaient presque exclusivement portés par les ELD, la majeure partie des modifications réglementaires intervenues ces dernières années dans le domaine de la fourniture d’électricité ayant affecté les fournisseurs de clients finals* ».

La CRE propose de retenir pour les autres risques qui demeurent non quantifiés une affectation en totalité aux ELD. Les risques « portefeuille » et « capacité » sont désormais quantifiés et affectés principalement à EDF.

**Tableau 2 : Niveau de couverture des risques d’EDF inclus dans le tarif de cession**

	en €/MWh
Couverture du risque thermosensibilité à 95%	1,22
Couverture du risque « macroéconomique » à 95%	0,09
Couverture du risque « portefeuille » à 95%	0,29
Couverture du risque capacité à 95%	0,13
<b>Total</b>	<b>1,73</b>

**DECISION**

La CRE propose le barème de prix figurant en annexe de la présente délibération et propose son application concomitamment à la mise en œuvre des tarifs réglementés de vente d'électricité proposés par la CRE dans sa délibération du 12 juillet 2018.

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.

Délibéré à Paris, le 12 juillet 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

**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)	7,51	5,94	4,06	4,37	3,03

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

