

DÉLIBÉRATION N° 2017-167

6 juillet 2017

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 juillet 2017 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, Hélène GASSIN, Jean-Laurent LASTELLE et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

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 (TRV) 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 CRE propose, dans la présente délibération, une évolution des tarifs de cession. Elle revient par ailleurs sur les méthodologies et sur les hypothèses qu'elle a retenues pour leur construction.

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 au tarif de cession pour la fourniture de leurs clients aux tarifs réglementés de vente et, dans le cas où les ELD desservent moins de 100 000 clients, pour l'approvisionnement des pertes d'électricité des réseaux qu'elles exploitent¹.

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 et le premier alinéa de l'article R. 337-27 du code de l'énergie précisent notamment les modalités de calcul des composantes du tarif de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution. Aux termes des dispositions de l'article R. 337-26, dans sa rédaction issue du décret et qui entrera en vigueur à la date de publication au Journal officiel de la République française de nouveaux tarifs de cession,

« 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. »

Le décret remplace l'article R. 337-27 par les dispositions suivantes :

« 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 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.* »

¹ 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. »

2. PRINCIPE DE LA CONSTRUCTION DU TARIF DE CESSION

2.1 Les tarifs de cession auparavant arrêtés par les ministres de l'énergie et de l'économie avaient pour effet de maintenir le niveau de la marge brute des ELD

Jusqu'à l'entrée en vigueur de l'article R. 337-26 du code de l'énergie dans sa rédaction issue du décret n° 2016-1133 du 19 août 2016 susmentionné, les tarifs de cession devaient être établis « *en fonction des coûts complets de production* » d'EDF, conformément à l'article R. 337-26 dans sa version antérieure au décret précité.

Les ministres chargés de l'énergie et de l'économie ont arrêté, lors des dernières évolutions du tarif de cession (notamment à l'occasion du dernier arrêté relatif aux tarifs de cession en date du 30 juillet 2015), des mouvements qui avaient pour effet de conserver la marge brute moyenne des ELD. La marge brute est égale à la différence entre les recettes de fourniture aux tarifs réglementés de vente et les coûts d'achat au tarif de cession, déduction faite des charges d'acheminement.

Dans sa délibération du 28 juillet 2015 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs de cession, la CRE relevait ainsi que « *le projet d'arrêté fixant les tarifs de cession de l'électricité aux ELD envisage des tarifs dont le niveau permet la couverture du coût de production de l'énergie correspondante d'EDF hors rémunération, tout en préservant la marge brute d'une ELD théorique qui disposerait d'une clientèle représentative de la clientèle nationale fournie aux tarifs* ».

2.2 Les tarifs de cession doivent désormais être construits afin de refléter l'empilement des coûts afférents à leur fourniture, en cohérence avec la méthodologie 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 présente délibération constitue la première proposition de tarif de cession en application de ce principe.

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 la première enchère de capacité qui s'est tenue le 15 décembre 2016 pour l'année de livraison 2017. Le prix résultant de cette enchère s'est établi à 9999,8€/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.

3. METHODOLOGIE DE CONSTRUCTION DES TARIFS DE CESSION PAR EMPILEMENT

La CRE utilise, pour la construction des tarifs de cession, une méthodologie de calcul conforme à celle retenue pour les tarifs réglementés de vente d'électricité dans sa proposition du 6 juillet 2017. Les hypothèses spécifiques à la construction des tarifs de cession sont explicitées dans les parties suivantes.

3.1 La part énergie du tarif de cession est construite en structure pour refléter un approvisionnement sur le marché et en niveau pour refléter les prix de l'ARENH et du marché

3.1.1 La CRE évalue les coûts d'approvisionnement, sur le fondement d'une courbe de charge représentative du portefeuille des ELD, sur 5 postes horo-saisonniers

La très grande majorité des clients de puissance souscrite inférieure ou égale à 36kVA et, plus particulièrement, les clients souscrivant une des options du tarif réglementé bleu, voient leur consommation relevée semestrielle. Afin de déterminer la « *forme* » de la consommation de chaque client au pas horaire, chaque option du tarif réglementé est associée à un profil de consommation décrit plus en détail dans la délibération de la CRE du 6 juillet 2017 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 tarifs réglementés 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 ci-après).

L'empilement est évalué sur chacun de ces cinq postes horo-saisonniers.

Le décret du 19 août 2016 susmentionné dispose que les tarifs de cession de l'électricité présentent plusieurs périodes de prix associées à une part proportionnelle à l'énergie consommée.

La très grande majorité des ELD disposent d'un tarif de cession à cinq postes du type « vert A5 », comprenant une pointe fixe, des heures pleines et heures creuses, été et hiver.

Tableau 1 : Répartition des ELD souscrivant les tarifs de cession en 2016 par option

	Nombre d'ELD	Consommation (GWh)
Tarif à 5 périodes – OPTION BASE	128	7 828
Tarif à 4 périodes – OPTION EJP	7	615
Tarif à 8 périodes – OPTION BASE	0	-
Tarif à 6 périodes – OPTION EJP	1	14
Tarif à 5 périodes – OPTION MODULABLE	5	767

Source : EDF

Les options EJP ou modulables étaient liées à l'existence de TRV jaunes et verts EJP, qui ont été supprimés. Il n'y a donc plus de raison de les conserver.

En conséquence, la CRE propose de retenir pour le tarif de cession une unique option conservant la structure à cinq postes actuellement en vigueur.

Les postes proposés sont cohérents avec les plages temporelles du « Tarif HTA à 5 plages temporelles à pointe fixe » du TURPE tel qu'en vigueur au 1^{er} août 2017.

La CRE poursuivra à l'avenir ses analyses pour faire évoluer, si nécessaire, la structure retenue pour le tarif de cession afin d'assurer une cohérence avec la structure des options tarifaires souscrites par les clients aux tarifs réglementés des ELD. Ces évolutions devront être effectuées, le cas échéant, en tenant compte des contraintes pesant sur les systèmes d'information des ELD.

3.1.2 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 6 juillet 2017 portant proposition des tarifs réglementés de vente.

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 déterminé 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, déterminé selon des prix de marché à terme représentatifs d'un approvisionnement lissé sur deux ans.

Les prix de marché à terme ainsi retenus sont sensiblement inférieurs au prix de l'ARENH. Aussi, comme pour la construction des tarifs réglementés 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 portant proposition 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 tarifs réglementés, au prorata, calculé annuellement, entre les volumes d'achat au tarif de cession et les volumes de vente aux tarifs réglementés.

La CRE propose, en conséquence, que le coût de la capacité dans le tarif de cession soit répercuté en €/MWh uniformément sur l'ensemble des postes horosaisonniers afin de limiter les possibilités d'arbitrage. En effet, dans le cas où le coût de la capacité serait concentré sur les postes horo-saisonniers d'hiver, une incitation apparaîtrait à acheter une quantité importante d'énergie au tarif de cession en été, apportant à coût nul des garanties de capacité.

3.2 Frais associés à l'activité de fourniture aux tarifs de cession

Comme pour la construction des tarifs réglementés de vente, 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 6 juillet 2017 relative aux tarifs réglementés de vente d'électricité.

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 tarifs réglementés :

- 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 considère par ailleurs que les garanties liées aux achats au marché et à l'ARENH ont vocation à faire partie de la composante de couverture des risques abordée au paragraphe 3.4.

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 TRV, un montant de 0,3 €/MWh, valeur représentative des coûts pour les fournisseurs présents sur le segment des clients résidentiels et petits professionnels.

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.

3.3 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.

EDF indique que ces coûts représentent 0,34€/MWh, dont 65% sont liés aux coûts de personnels et 35% aux coûts induits (éditique, SI...) et aux achats spécifiques liés à cette activité.

La CRE propose de retenir pour ce mouvement tarifaire les coûts déclarés par EDF, et affecte uniformément cette valeur à chacune des parts variables du tarif de cession.

Les ELD ont contesté la prise en compte des coûts de gestion déclarés par EDF. Selon elles, ces coûts ne constituent pas une référence valable des coûts de gestion des contrats aux tarifs de cession dès lors que les tarifs de cession font l'objet d'une simplification. En effet, comme indiqué au paragraphe 3.1.1, la CRE propose de ne conserver qu'une unique option pour le tarif de cession². La gestion des contrats aux tarifs de cession des ELD par EDF devrait dès lors être simplifiée à l'avenir. En conséquence, la CRE mènera en amont de la prochaine évolution des tarifs de cession une étude approfondie, afin de déterminer le montant des coûts de gestion adapté à la nature de cette activité. Elle proposera, le cas échéant, une révision du montant des coûts de gestion intégré dans les tarifs de cession, accompagné éventuellement d'un rattrapage à la hausse ou à la baisse en cas d'écart entre les coûts de gestion déclarés par EDF et les coûts retenus à l'issue de cette étude.

3.4 Coûts de couverture des risques

Dans le cadre de la construction des tarifs réglementés, 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 ventes sur le marché spot. La CRE a intégré dans la construction des tarifs réglementés les risques suivants :

- Risques quantifiés :
 - Risque lié à la thermosensibilité des consommateurs ;
 - Risque de consommation « macro-économique » ;

² Actuellement, les tarifs de cession présentent 5 options tarifaires, déclinées elles-mêmes en versions tarifaires (cf tableau 1). Ils présentent également une part fixe dépendant des puissances souscrites par chaque ELD.

- Risques non quantifiés :
 - Risque de consommation « portefeuille » ;
 - Risque lié à l’approvisionnement en capacité ;
 - Risques réglementaires et régulateurs.

Pour la construction des tarifs réglementés, 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 et en achetant, pour les seconds, plus ou moins d’électricité au tarif de cession.

Pour EDF, la CRE a estimé les risques liés à la thermosensibilité et aux variations de consommation « macro-économiques », en évaluant le coût des écarts de consommation à un prix correspondant à la différence entre le prix d’achat de l’énergie sur le marché et le prix de vente au tarif de cession.

Pour les ELD, la CRE a évalué les risques liés à la thermosensibilité et aux variations de consommation « macro-économiques », en évaluant le coût des écarts de consommation à un prix correspondant à la différence entre le prix d’achat au tarif de cession et le prix de vente aux tarifs réglementés.

La structure du tarif de cession, à cinq postes, diffère des structures à 1, 2 ou 6 postes des tarifs réglementés de vente. Ainsi, à titre d’exemple, une augmentation de la consommation des clients finals en heures pleines conduit pour les ELD à une augmentation des achats au tarif de cession sur les postes soit de Pointe, soit d’Heures pleines hiver soit d’Heures pleines été. Une recette tarifaire identique (au prix des heures pleines des TRV) est ainsi associée à des coûts différents au tarif de cession selon la période de l’année où la consommation additionnelle a lieu, générant un risque pour les ELD.

Ces calculs permettent de déterminer comment la composante de risque, qui est intégrée au TRV, 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 obtient les répartitions suivantes :

- Pour le risque lié à la thermosensibilité, 83% de la composante correspondante intégrée dans les tarifs réglementés est répercutée dans le tarif de cession (83% de ces coûts sont imputés à la couverture du risque porté par EDF) ;
- Pour le risque de consommation « macro-économique », 50% de la composante correspondante intégrée dans les tarifs réglementés est répercutée dans le tarif de cession.

S’agissant des risques non quantifiés :

La CRE considère que les risques réglementaires et régulateurs sont 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.

Les risques réglementaires représentant l’essentiel de ces risques non quantifiés, la CRE propose de retenir en conséquence une répartition de ces derniers à 90% pour les ELD et à 10% pour EDF.

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

	en €/MWh
Couverture du risque thermosensibilité à 95%	1,16
Couverture du risque « macroéconomique » à 95%	0,09
Couverture des autres risques	0,14
Total	1,39

4. SYNTHÈSE DU MOUVEMENT

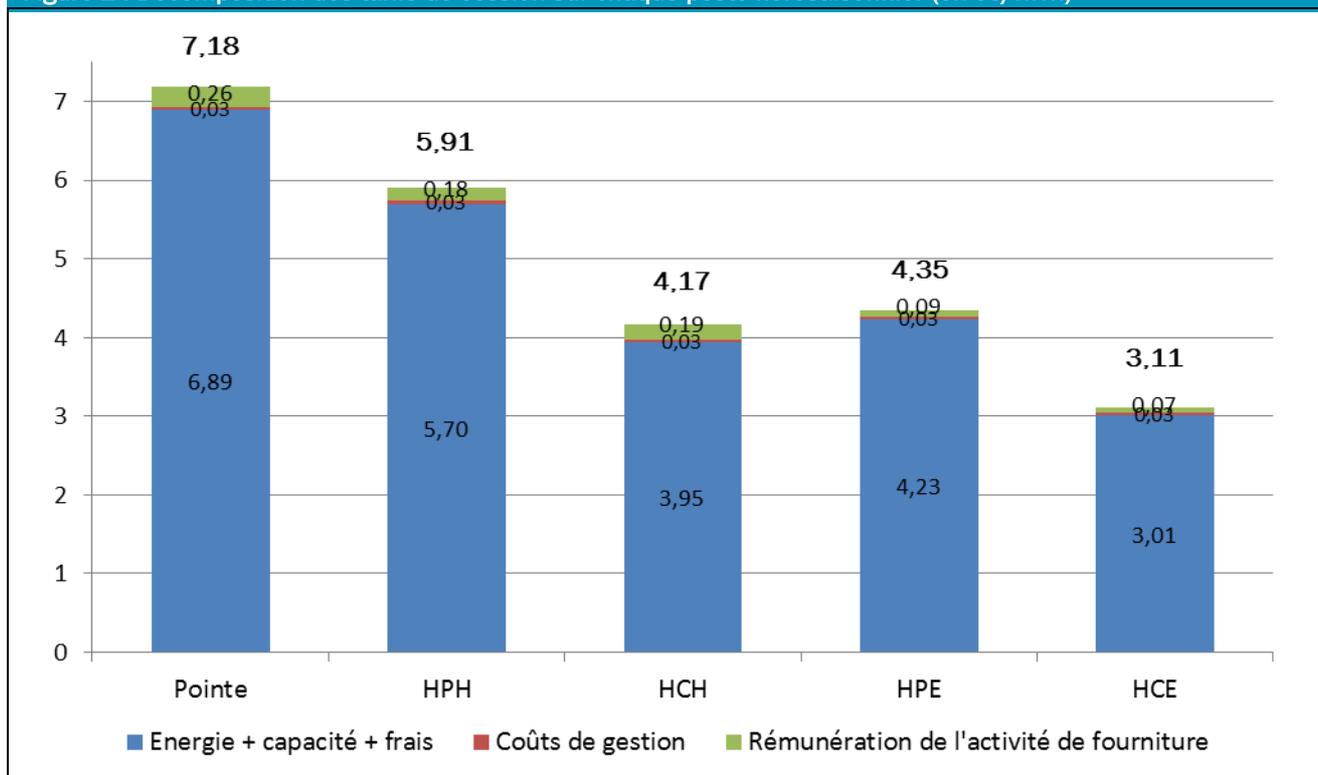
La CRE propose le barème de prix suivant et propose son application concomitamment à la mise en œuvre des tarifs réglementés de vente proposés par la CRE dans sa délibération du 6 juillet 2017.

Tableau 3 : Grille du tarif de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution

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)	7,18	5,91	4,17	4,35	3,11

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

Figure 2 : Décomposition des tarifs de cession sur chaque poste horosaisonnier (en c€/kWh)



5. BAREMES TARIFAIRES

Les barèmes proposés figurent en annexe de la présente délibération.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE. Elle sera par ailleurs transmise au ministre d'Etat, ministre de la transition écologique et solidaire ainsi qu'au ministre de l'économie et des finances.

Délibéré à Paris, le 6 juillet 2017.

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^{er} novembre au 31 mars inclus et « Eté » du 1^{er} 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)	7,18	5,91	4,17	4,35	3,11