



DELIBERATION 2018-104

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 mai 2018 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2018 de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB et sur le montant de la compensation à verser à Strasbourg Electricité Réseaux en application de l'article D. 341-11-1 du code de l'énergie

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

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (dits « TURPE 5 HTB ») sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2017, en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 17 novembre 2016¹ (ci-après « la Délibération tarifaire »).

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. En outre, ce même article énonce, d'une part, que « [l]a Commission de régulation de l'énergie se prononce [...] sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité » et, d'autre part, qu'elle « peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs ».

Dans ce cadre, la présente délibération a pour objet de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de + 3,00 % au 1^{er} août 2018, en application des modalités prévues par la Délibération tarifaire.

Par ailleurs, l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie prévoit qu'une réduction est appliquée sur les tarifs d'utilisation acquittés par les sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique.

L'article D. 341-11-1 du code de l'énergie, créé par le décret n° 2017-308 du 9 mars 2017 *modifiant les dispositions relatives au statut d'électro-intensif et à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité*, prévoit que « [p]our l'application du deuxième alinéa de l'article L. 341-4-2, une compensation est versée aux gestionnaires des ouvrages mentionnés au troisième alinéa du même article, autres que le gestionnaire du réseau public de transport, qui couvre les charges nettes qu'ils supportent du fait de l'application des dispositions de la présente section. Le montant de cette compensation est établi par la Commission de régulation de l'énergie au regard de la comptabilité du gestionnaire de réseau concerné ».

La présente délibération a également pour objet de fixer le montant de la compensation qui couvre les charges nettes supportées par Strasbourg Electricité Réseaux pour les années 2016 et 2017 en application des dispositions de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie.

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

SOMMAIRE

1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'EVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB.....	3
2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 5 HTB AU 1^{ER} AOUT 2018.....	3
2.1 EVOLUTION DE L'INDICE DES PRIX A LA CONSOMMATION HORS TABAC.....	3
2.2 SOLDE DU CRCP DE RTE AU 1 ^{ER} JANVIER 2018	3
2.2.1 Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2017	4
2.2.2 Revenu autorisé calculé <i>ex post</i> au titre de l'année 2017	4
2.2.2.1 Postes de charges retenus pour le calcul <i>ex post</i> du revenu autorisé au titre de l'année 2017	6
2.2.2.2 Postes de recettes retenus pour le calcul <i>ex post</i> du revenu autorisé au titre de l'année 2017	11
2.2.2.3 Incitations financières au titre de la régulation incitative au titre de l'année 2017	12
2.2.2.4 Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB au titre de l'année 2017	14
2.2.2.5 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) au titre de l'année 2017	14
2.2.3 Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2017	14
2.2.4 Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2018.....	14
2.3 COEFFICIENT K_{2018} EN VUE DE L'APUREMENT DU SOLDE DU CRCP	15
2.4 EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 5 HTB AU 1 ^{ER} AOUT 2018.....	15
3. COMPENSATION A VERSER A STRASBOURG ELECTRICITE RESEAUX.....	16
3.1 PRINCIPES DE CALCUL DE LA COMPENSATION	16
3.2 ABATTEMENT REVERSE PAR SER AUX ELECTRO-INTENSIFS.....	16
3.3 EFFET DE L'AJUSTEMENT A LA HAUSSE DU TURPE HTB	16
3.4 EFFET DE L'AJUSTEMENT A LA HAUSSE DU TURPE HTA-BT	18
3.5 MONTANT DE LA COMPENSATION	18
3.6 EFFET SUR LES RECETTES TARIFAIRES DE RTE.....	19
DECISION DE LA CRE	20
ANNEXE 1: COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1^{ER} AOUT 2018	21

1. CADRE EN VIGUEUR POUR L'EVOLUTION DES TARIFS D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB, dits « *TURPE 5 HTB* », sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2017, en application de la Délibération tarifaire. Ces tarifs sont conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans, avec un ajustement mécanique au 1^{er} août de chaque année.

La Délibération tarifaire prévoit au paragraphe 3.3 que, à compter du 1^{er} août 2018, la grille tarifaire du TURPE 5 HTB évolue mécaniquement le 1^{er} août de chaque année *N*. La composante d'injection reste, quant à elle, fixe sur l'ensemble de la période tarifaire.

Chaque année *N*, les coefficients d'évolution annuelle sont définis comme la somme de l'évolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac et d'un facteur d'apurement du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).

Le coefficient d'évolution annuelle de l'année *N* est défini comme :

$$Z_N = IPC_N + K_N$$

- Z_N : coefficient d'évolution annuelle au 1^{er} août, arrondi au centième de pourcent le plus proche ;
- IPC_N : pourcentage d'évolution, entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année calendaire *N-1* et la valeur moyenne du même indice sur l'année calendaire *N-2*, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 0001763852, indice construit à partir de l'indice 641194 historiquement utilisé par la CRE) ;
- K_N : coefficient d'évolution de la grille tarifaire provenant de l'apurement du solde du CRCP, compris entre -2 % et +2 %.

Les coefficients de la grille tarifaire applicable à compter du 1^{er} août de l'année *N* sont obtenus en multipliant chaque coefficient de la grille tarifaire par un coefficient d'évolution annuelle cumulée entre le 1^{er} août 2017 et le 1^{er} août de l'année *N*.

Les règles d'arrondi sont les suivantes :

- les coefficients d'évolution annuelle Z_N sont arrondis au centième de pourcent le plus proche ;
- les coefficients d'évolutions annuelles cumulées entre le 1^{er} août 2017 et le 1^{er} août de l'année *N* ne sont pas arrondis ;
- après application des coefficients d'évolutions annuelles cumulées, le niveau des composantes annuelles de gestion et de comptage, ainsi que des parties proportionnelles à la puissance souscrite est arrondi au centime d'euro divisible par 12 le plus proche ;
- le niveau des autres composantes (à l'exception de la composante d'injection) est arrondi au centième le plus proche de l'unité dans laquelle il est exprimé.

2. EVOLUTION DE LA GRILLE TARIFAIRE DU TURPE 5 HTB AU 1^{ER} AOUT 2018

2.1 Evolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac

Evolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac IPC_{2017}

Pour rappel, l'inflation² prévisionnelle entre l'année 2015 et l'année 2016 retenue dans la Délibération tarifaire est égale à 0,40 %.

L'inflation réalisée entre l'année 2015 et l'année 2016 est égale à 0,19 %.

Evolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac IPC_{2018}

Pour rappel, l'inflation prévisionnelle entre l'année 2016 et l'année 2017 retenue dans la Délibération tarifaire est égale à 1,08 %.

L'inflation réalisée entre l'année 2016 et l'année 2017 (IPC_{2018}) est égale à 1,00 %.

2.2 Solde du CRCP de RTE au 1^{er} janvier 2018

Le solde du CRCP au 31 décembre 2017 est calculé comme la somme :

- du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2017 ;

² L'indice retenu par la CRE est l'évolution de la valeur moyenne de l'Indice des Prix à la Consommation hors tabac (IPC), tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référence INSEE 0001763852).

- et de la différence entre le revenu autorisé calculé *ex post* au titre de l'année 2017 et les recettes tarifaires perçues par RTE au titre de cette même année.

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018 est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre 2017 au taux sans risque en vigueur de 2,7 %.

2.2.1 Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2017

Le solde du CRCP au 1^{er} janvier 2017 est de 91 M€ en faveur de RTE, conformément à la délibération de la CRE du 27 juillet 2017³.

2.2.2 Revenu autorisé calculé *ex post* au titre de l'année 2017

Le tableau 1 ci-après présente le revenu autorisé calculé *ex post* – tel que défini au paragraphe 3.3.3 de la Délibération tarifaire - pour les postes de charges, de recettes et les incitations financières au titre de l'année 2017. Il indique également, pour information, le montant prévisionnel pris en compte dans la Délibération tarifaire et l'écart entre le revenu autorisé calculé *ex post* et ce montant prévisionnel.

La convention de signe de ce tableau est la suivante : un montant positif représente un montant venant augmenter les charges à couvrir par le CRCP, tel qu'une charge ou une prime en faveur de RTE ; un montant négatif représente un montant venant réduire les charges à couvrir par le CRCP, tel qu'un produit ou une pénalité pour RTE.

³ Délibération de la CRE du 27 juillet 2017 portant décision sur le solde au 1^{er} janvier 2017 du compte de régularisation des charges et des produits des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

Tableau 1 : Revenu autorisé calculé ex post

Montants au titre de l'année 2017 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé calculé ex post [A]	Montants prévisionnels définis dans la Délibération tarifaire [B]	Ecart [A] – [B]
Charges			
Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées	2044,3	2048,6	-4,3
Charges de capital incitées « hors réseaux »	111,2	111,2	0,0
Charges de capital non incitées	1592,4	1579,8	12,6
Charges relatives à la compensation des pertes <i>dont régulation incitative</i>	507,6 -2,9	450,0	57,6
Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrage <i>dont régulation incitative</i>	244,4 6,1	282,6	-38,2
Coûts de congestions internationales	2,2	2,0	0,2
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	23,8	28,6	-4,8
Charges liées au dispositif d'interruptibilité	74,7	96,0	-21,3
Charges liées aux contrats d'échanges entre GRT	-2,6	0,8	-3,4
Dépenses ou recettes à l'interface entre le réseau public de transport et les nouvelles interconnexions exemptées	-	-	-
Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues au-delà de 15 M€	-	-	-
Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE	-	-	-
Montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents	-	-	-
Ecart annuel entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel	13,9		-

Montants au titre de l'année 2017 (en M€)	Montants pris en compte pour le revenu autorisé calculé ex post [A]	Montants prévisionnels définis dans la Délibération tarifaire [B]	Ecart [A] – [B]
Recettes			
Recettes d'interconnexion	-389,4	-440,0	50,6
Abattements et pénalités liés aux services système et aux réserves d'équilibrage	-28,3	-36,2	7,9
Solde éventuel restant sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification	-	-	-
Incitations financières			
Incitations financières au développement des projets d'interconnexion	-	-	-
Incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement de projets de développement de réseaux	-	-	-
Régulation incitative de la continuité d'alimentation	34,4	-	34,4
Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB			
Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB		29,2	-
Total du revenu autorisé calculé ex post	4257,9 M€	4166,5 M€	91,4 M€

2.2.2.1 Postes de charges retenus pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2017

a) Charges nettes d'exploitation (CNE) incitées

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à 2 044,3 M€, soit la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire (2 048,6 M€) :

- retraitée de l'inflation prévisionnelle cumulée entre l'année 2015 et l'année 2016 (divisée par 1,004) ;
- retraitée de l'inflation réalisée cumulée entre l'année 2015 et l'année 2016 (multipliée par 1,002).

b) Charges de capital incitées « hors réseaux »

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit 111,2 M€.

c) Charges de capital non incitées

Le montant des charges de capital non incitées est égal à la différence entre :

- le montant des charges de capital, calculé en se fondant sur les montants réalisés d'investissements, de mises en service, de retraits d'actifs et d'amortissement ; et
- le montant des charges de capital incitées « hors réseaux ».

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à 1 592,4 M€. Ce montant correspond à un écart de 12,6 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (1 579,8 M€), et ce en raison de moindres mises en service que prévu en 2016 (-9 M€ de rémunération de la base d'actifs régulés et + 4 M€ sur la rémunération des immobilisations en cours) et de dotations aux amortissements supérieures à ce qui était anticipé (+ 17 M€).

d) Charges relatives à la compensation des pertes

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à la somme :

1. des charges relatives à la compensation des pertes effectivement supportées par RTE en 2017, soit 510,5 M€.

Ce montant correspond à un écart de 60,5 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (450 M€). Cet écart résulte, d'une part, d'un effet volume à hauteur 25 M€ et, d'autre part, d'un effet prix à hauteur de 35 M€ lié à un prix moyen des pertes de 45,6 €/MWh supérieur au prix anticipé (42,5 €/MWh).

2. et, dans la limite de plus ou moins 10 M€, la somme des incitations à la maîtrise du volume et du prix d'achat des pertes sur le réseau public de transport en 2017

S'agissant du montant de l'incitation à la maîtrise du volume des pertes :

- le volume des pertes estimé en 2017 est de 11,19 TWh pour un total d'injections physiques sur le réseau public de transport (RPT) de 502,68 TWh, soit un taux de pertes de 2,23 % ;
- le taux de pertes de référence étant fixé par la Délibération tarifaire à 2,1 % du total des injections physique sur le RPT, le volume de référence pour l'année 2017 est de 10,6 TWh ;
- le volume des pertes supportées par RTE en 2017 étant supérieur au volume de référence, RTE supporte une pénalité de 2,9 M€⁴.

S'agissant de l'incitation à la maîtrise du prix d'achat des pertes, et tel qu'indiqué dans la Délibération tarifaire⁵, aucune incitation n'est mise en œuvre en 2017 dans la mesure où les achats de RTE en matière de couverture des pertes au titre de l'année 2017 étant déjà largement réalisés lors de l'adoption de la Délibération tarifaire.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est de 507,6 M€.

e) Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrage

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 (244,4 M€) inclut le montant retenu au titre des réserves d'équilibrage (227,2 M€), d'une part, et des services système fréquence reconstitués pour motif autre qu'une réévaluation du besoin de RTE (17,2 M€), d'autre part.

Réserves d'équilibrage

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à la somme :

- du montant annuel de référence REq₂₀₁₇ ;
- de 100 % de l'écart entre les charges réelles relatives aux réserves d'équilibrage supportées par RTE pour l'année et ce montant de référence REq₂₀₁₇, si ces charges réelles sont supérieures au montant de référence REq₂₀₁₇ et que cet écart résulte d'une augmentation d'une partie ou de la totalité des volumes des réserves (par rapport aux volumes de référence) validée par la CRE ;
- de 50 % de l'écart entre les charges réelles relatives aux réserves d'équilibrage supportées par RTE pour l'année et ce montant de référence REq₂₀₁₇, si ces charges réelles sont inférieures au montant de référence REq₂₀₁₇.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à 227,2 M€ comme détaillé ci-après.

Calcul du montant annuel de référence

Le montant annuel de référence pour les réserves d'équilibrage est déterminé pour l'année 2017 (REq₂₀₁₇) suivant la formule suivante :

$$REq_{2017} = \sum_i V_{i,ref,2017} * P_{i,2017}$$

Où :

- i est un indice représentant les différents types de réserves : réserve primaire, réserve secondaire, réserve rapide, réserve complémentaire, reconstitution des services système fréquence au motif d'une évolution du besoin de RTE, reconstitution des marges ;

⁴ Incitation (M€) = 10 % * (Volume_{référence,2017} - Volume_{constaté,2017}) * Prix_{référence,2017}

avec Volume_{référence,2017} = 10,56 TWh, Volume_{constaté,2017} = 11,19 TWh et Prix_{référence,2017} = 45,64 €/MWh

⁵ « Pour l'année 2017, le coût unitaire de référence est égal au prix moyen des achats réalisés par RTE » (paragraphe 3.3.4.4)



- $V_{i,ref, 2017}$ est le volume annuel de référence associé à la réserve i pour l'année 2017, tel que défini dans la Délibération tarifaire ou tel qu'il résulte d'une augmentation validée par la CRE ;
- $P_{i,2017}$ est le prix annuel constaté pour la réserve i en 2017.

Le montant annuel de référence REq_{2017} retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé s'élève à 233,3 M€, tel que présenté dans le tableau 2 ci-après.

Le volume de réserves rapide et complémentaire constitué par RTE en 2017, s'élevant à 1 544 MW, est supérieur au volume de référence de 1 500 MW fixé dans la décision TURPE 5 HTB. Cela devrait conduire RTE à supporter une pénalité au titre de l'année 2017. Toutefois, la CRE a indiqué à RTE, par courrier du 19 septembre 2017, que si les modalités de contractualisation des réserves rapide et complémentaire définies par RTE (en particulier, substitution de la réserve complémentaire par de la réserve rapide et sélection d'offre indivisible en tant qu'offre marginale) conduisaient à une minimisation du coût de constitution de ces réserves, et ce au détriment du respect du critère de constitution d'un volume maximum de 1 500 MW, le volume de référence serait révisé afin de ne pas pénaliser RTE. La CRE a constaté que l'augmentation du volume contractualisé en 2017 a effectivement conduit à minimiser le coût global pour la collectivité. La CRE considère donc que le volume de référence en 2017 concernant les réserves rapide et complémentaire peut être porté à 1544 MW, égal au volume contractualisé.

En outre, conformément aux prescriptions de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB, la CRE considère, pour la période de livraison 2017, un niveau global de réserves rapide et complémentaire contractualisé et ne tient pas compte de la répartition entre les volumes retenus de réserve rapide d'une part et les volumes de réserve complémentaire d'autre part.

Tableau 2 : Montant annuel de référence REq_{2017}

	Volume annuel de référence	Prix annuel constaté	Montant annuel de référence (M€)
Réserve primaire	573 MW	15,01 €/MW.h	75,4
Réserve secondaire	662 MW	18,60 €/MW.h	107,9
Réserves rapide et complémentaire	1544 MW*	--	36,2
Services système fréquence reconstitués au motif d'une réévaluation de son besoin par RTE	130 GWh	36,45 €/MWh	4,7
Marges reconstituées	182 GWh	50,26 €/MWh	9,1
Montant annuel de référence			233,3

* Le volume annuel de référence pour les réserves rapides et complémentaires en 2017 est égal au volume contractualisé.

Calcul de l'incitation relative aux réserves d'équilibrage

Les charges réelles relatives aux réserves d'équilibrage supportées par RTE pour l'année 2017 s'élèvent à 221,2 M€ ; le détail de ces charges est présenté dans le Tableau 3 ci-dessous.

Tableau 3 : Charges réelles relatives aux réserves d'équilibrage en 2017

	Volume effectif	Prix annuel constaté	Coût des réserves d'équilibrage (M€)
Réserve primaire	561 MW	15,01 €/MW	73,8
Réserve secondaire	639 MW	18,60 €/MW	104,1
Réserve rapide et complémentaire	1544 MW	--	36,2
Services système fréquence reconstitués au motif d'une réévaluation de son besoin par RTE	94,17 GWh	36,45 €/MWh	3,4
Marges reconstituées	71,51 GWh	50,26 €/MWh	3,6
Charges réelles supportées par RTE			221,2

Les charges réelles supportées par RTE ont été inférieures au montant annuel de référence pour l'année 2017, grâce à un volume de réserves contractualisées moindre que les volumes de référence.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année 2017 est donc de 227,2 M€, correspondant à la somme du montant annuel de référence et de 50 % de l'écart entre les charges réelles et ce montant de référence.

Ecart par rapport à la trajectoire tarifaire

Les trajectoires prévisionnelles prises en compte dans l'équilibre tarifaire ainsi que les écarts constatés avec les charges effectivement supportées par RTE sont présentés dans le tableau 4 ci-dessous.

Tableau 4 : Montant prévisionnels pris en compte dans l'équilibre tarifaire

Montants au titre de l'année 2017 (en M€)	Montants réels supportés par RTE	Montants prévisionnels définis dans la Délibération tarifaire	Ecart [A] – [B]
	[A]	[B]	
Réserve primaire	73,8	111,9	-38,2
Réserve secondaire	104,1	107,9	-3,7
Réserve rapide et complémentaire	36,2	32,1	4,2
Services système fréquence reconstitués au motif d'une réévaluation de son besoin par RTE	3,4	4,0	-0,6
Marges reconstituées	3,6	11,3	-7,7
Total	221,2	267,1	-45,9

Les principaux écarts entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées concernent les coûts de constitution de la réserve primaire et les coûts d'ajustement liés à la reconstitution des marges.

Les coûts de constitution de la réserve primaire ont été inférieurs d'environ 38 M€, soit environ 35 % par rapport à la trajectoire prévisionnelle, du fait d'un effet prix important. Depuis le 16 janvier 2017, RTE constitue la réserve primaire au travers d'appels d'offres hebdomadaires menés en commun avec les GRT de cinq autres pays ; les prix

résultant de ces appels d'offres ont été significativement inférieurs à la prévision (15,01 €/MWh contre un prix moyen attendu de 22,3 €/MWh). Les coûts des ajustements pour reconstitution des marges ont été inférieurs à la prévision, essentiellement du fait d'un effet volume important.

Services système fréquence reconstitués pour motif autre qu'une réévaluation du besoin de RTE

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017, concernant les services système fréquence reconstitués pour motif autre qu'une réévaluation du besoin de RTE, sont les surcoûts effectivement supportés par RTE lorsqu'un responsable de réserve est défaillant ou que l'activation d'une offre sur le mécanisme d'ajustement pour cause d'équilibrage a généré la perte des services système chez l'acteur activé, soit 17,2 M€. Ce montant correspond à un écart de 1,7 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (15,5 M€).

f) Coûts de congestions internationales

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal aux coûts de congestions internationales effectivement supportés par RTE, soit 2,2 M€. Ce montant correspond à un écart de 0,2 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (2,0 M€).

g) Valeur nette comptable des immobilisations démolies

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à la valeur nette comptable constatée des immobilisations démolies, soit 23,8 M€. Ce montant correspond à un écart de -4,8 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (28,6 M€).

h) Charges liées au dispositif d'interruptibilité

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal aux charges liées au dispositif d'interruptibilité effectivement supportées par RTE, soit 74,7 M€.

Ce montant correspond à un écart de -21,3 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (96 M€). Cet écart de -21,3 M€ s'explique par :

- le résultat de l'appel d'offres 2017 conduisant à un coût de contractualisation plus faible que l'enveloppe maximale (-13 M€) ayant servi de base à la trajectoire ;
- les effets de la résiliation de contrats de certains sites et l'estimation des pénalités applicables aux lauréats de l'appel d'offres (-8,3 M€).

i) Charges liées aux contrats d'échanges entre GRT

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal aux charges liées aux contrats d'échange effectivement supportées par RTE, soit -2,6 M€.

Ce montant correspond à un écart de -3,4 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (0,8 M€). Cet écart s'explique pour l'essentiel par une activation du secours mutuel (-2 M€ dont -1,4 M€ avec le GRT belge en décembre 2017).

j) Dépenses ou recettes à l'interface entre le réseau public de transport et les nouvelles interconnexions exemptées

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal aux dépenses (respectivement recettes) effectivement supportées (respectivement perçues) par RTE à l'interface entre le RPT et les nouvelles interconnexions exemptées, soit 0 M€.

k) Indemnités versées par RTE aux gestionnaires de réseaux de distribution au titre des coupures longues au-delà de 15M€

Les charges nettes d'exploitation incitées incluent un montant de référence de 7,5 M€ au titre des indemnités versées par RTE aux gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) au titre des coupures longues. A ce titre, si RTE verse un montant d'indemnités inférieur à 7,5 M€, il en conserve l'écart. A l'inverse, si RTE verse plus de 7,5 M€ d'indemnités, il en supporte le coût.

Par ailleurs, afin de ne pas exposer RTE à un risque financier excessif, les sommes versées par RTE aux GRD au-delà de 15 M€ sont compensées *via* le CRCP.

Au titre de l'année 2017, le montant des indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues est de 0 M€.

En conséquence, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre des indemnités versées par RTE aux GRD en 2017 au-delà de 15 M€, pour cause de coupures longues, est nul.

l) Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE

Dans le cadre de ses activités, RTE peut être amené à conduire des études en vue de la réalisation de ses investissements. Lorsque l'investissement est réalisé, ces frais d'études sont intégrés aux coûts dudit investissement. En revanche, si ces études conduisent RTE à ne pas mettre en œuvre son projet d'investissement, ces frais d'études constituent des charges d'exploitation pour RTE.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal aux frais d'études sans suite effectivement supportés par RTE lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE.

Au titre de l'année 2017, aucun abandon de projet pour lequel des études avaient été approuvées par la CRE n'a été constaté. En conséquence, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est nul.

m) Prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents

RTE peut demander, une fois par an, pour prise en compte lors de l'évolution annuelle du TURPE HTB, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet ou un ensemble de projets relevant du déploiement des *Smart grids* dans la trajectoire des charges couvertes par le TURPE 5 HTB. Cette intégration est possible pour des projets impliquant des charges d'exploitation supérieures à 3 M€, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable du projet. RTE doit, dans le cadre de sa demande, justifier que ces charges n'étaient pas prévues lors de l'élaboration du TURPE 5 HTB. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associés à ces projets pourront être ajoutés.

Les charges d'exploitation prises en compte à ce titre, ainsi que les montants des incitations associées, sont intégrés dans le calcul *ex post* du revenu autorisé.

Au titre de l'année 2017, RTE n'a pas adressé de demande d'intégration de surcoûts de charges d'exploitation liées à un projet relevant du déploiement des *Smart grids*. En conséquence, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est nul.

n) Écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel

Les écarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé prévisionnel sont ceux résultant de l'équilibre sur la période 2017-2020 entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel pris en compte pour l'élaboration du TURPE 5 HTB.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal à la valeur de référence définie dans la Délibération tarifaire, soit 13,9 M€.

2.2.2.2 Postes de recettes retenus pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017

a) Recettes d'interconnexion

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal aux recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions avec les pays voisins effectivement perçues par RTE⁶, soit 389,4 M€.

Ce montant correspond à un écart de 50,6 M€ (à couvrir par le TURPE) avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (440,0 M€). Le prix français a été plus élevé qu'anticipé compte tenu de tensions sur le parc nucléaire français, d'un stock hydraulique bas et de températures observées en dessous des normales saisonnières. Le différentiel de prix entre la France et les pays voisins a donc été plus faible qu'anticipé.

Le détail des recettes et des différentiels de prix par frontière est présenté dans les tableaux 5 et 6 ci-après.

⁶ Ces recettes sont nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions.

Tableau 5 : Recettes d'interconnexions par frontière

En M€	Montant TURPE 5 HTB	Montant réalisé 2017	Ecart
France - Angleterre	150	95,4	-54,6
France - Suisse	8	5,9	-2,1
France - Italie	93	86,7	-6,3
France - Espagne	132	109,6	-22,4
Zone CWE	57	91,7	34,7
<i>dont France - Belgique</i>	13	14,5	1,5
<i>dont France - Allemagne</i>	26	35,5	9,5
<i>dont flow-based</i>	18	41,7	23,7
Total	440	389,4	-50,6

Tableau 6 : Différentiel de prix par frontière

En €/MWh	Spread TURPE 5 HTB	Spread Réalisé 2017	Ecart
France - Angleterre	17	6,8	-10,2
France - Italie	9,5	9,5	0
France - Espagne	12,6	7,3	-5,3
France - Belgique	1,2	-0,4	-1,6
France - Allemagne	-4,6	-10,8	-6,2

b) Abattements, pénalités et indemnités liés aux services système et aux réserves d'équilibrage

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est égal au montant des abattements, pénalités et indemnités effectivement perçus par RTE au titre des services système (fréquence et tension) et de la contractualisation des réserves rapide et complémentaire, soit 28,3 M€.

Ce montant correspond à un écart de 7,9 M€ avec la valeur prévisionnelle définie dans la Délibération tarifaire (36,2 M€).

c) Solde éventuel restant sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification

En application des dispositions des articles R. 335-12 et R. 335-33 du code de l'énergie, le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé est égal au solde éventuel restant effectivement sur les fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification.

Les dates limites de notification et de recouvrement du règlement financier relatif au rééquilibrage des acteurs sont fixées pour une année de livraison *N* en *N+3* (article 5.4 des règles du mécanisme de capacité). L'année 2017 constituant la première année de mise en œuvre du mécanisme de capacité, aucune somme n'a à ce jour été versée aux fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification.

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé au titre de l'année 2017 est donc nul.

2.2.2.3 Incitations financières au titre de la régulation incitative au titre de l'année 2017

a) Régulation incitative des investissements

La Délibération tarifaire a mis en place un mécanisme d'incitations financières au développement des projets d'interconnexion. Le montant de ces incitations est calculé dans une délibération tarifaire propre à chaque projet.

Par ailleurs, la Délibération tarifaire a introduit une incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement de projets de développement de réseaux.

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé est égal à la somme :

- des incitations financières au développement des projets d'interconnexions définies dans les délibérations tarifaires propres à chaque projet.

Au cours de l'année 2017, aucun projet d'interconnexion concerné par un mécanisme de régulation incitative n'est entré en service. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est donc nul.

- des incitations à la maîtrise des dépenses d'investissement de projets de développement de réseaux (hors raccordement) d'un montant supérieur à 30 M€ mis en service au cours de l'année N. Le cas échéant, le montant de cette incitation est recalculé en N+2 ou N+3 si des dépenses additionnelles d'investissement sont constatées après la mise en service du projet.

Au cours de l'année 2017, aucun projet de développement de réseaux d'un montant supérieur à 30 M€ et concerné par le nouveau mécanisme de régulation incitative de la CRE n'est entré en service. Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est donc nul.

b) Régulation incitative de la continuité d'alimentation

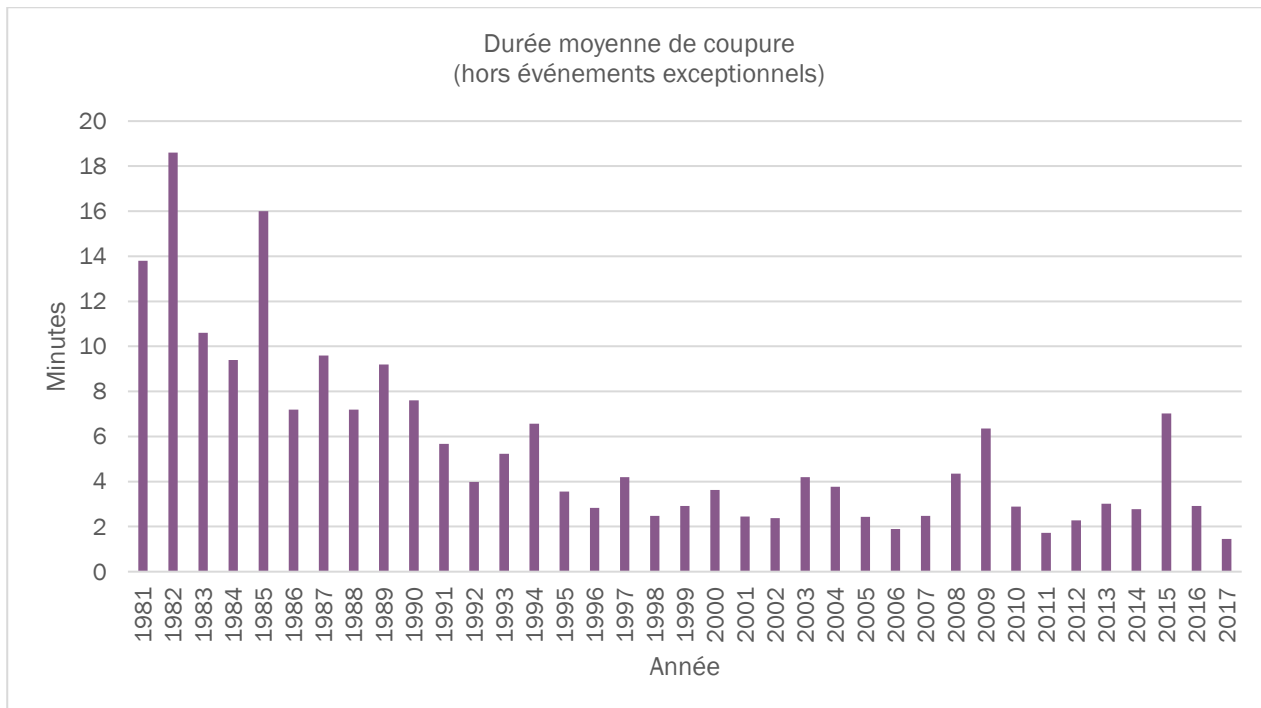
Un suivi de la continuité d'alimentation est mis en place pour RTE. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis régulièrement par RTE à la CRE. L'ensemble des indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation mis en place pour RTE est rendu public sur son site Internet.

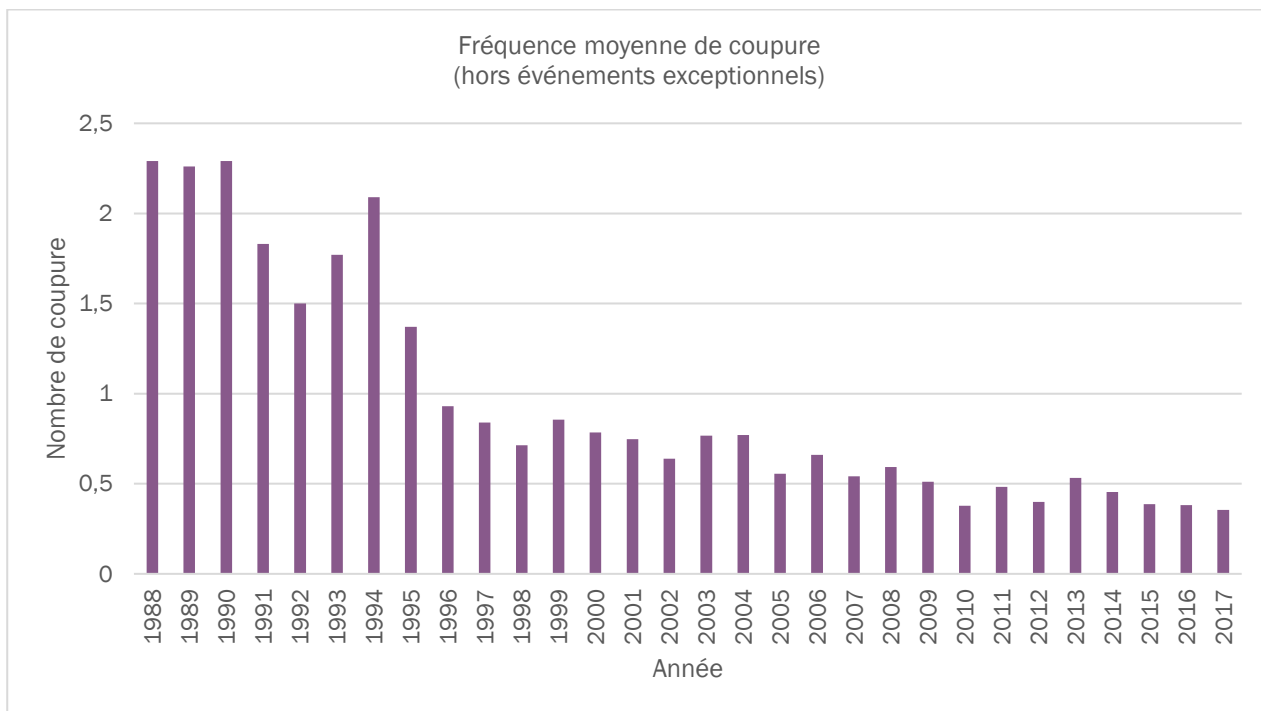
Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal à la somme des incitations financières relatives à la durée et à la fréquence moyenne annuelle de coupure des utilisateurs raccordés en HTB, dans la limite globale de plus ou moins 45 M€.

En 2017, la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels (1 min 27 s) a été inférieure à la durée moyenne de coupure de référence (fixée à 2 min 48 s). RTE bénéficie en conséquence d'une prime de 23 M€.

Par ailleurs, la fréquence moyenne de coupure hors événements exceptionnels (0,355) a été inférieure à la fréquence moyenne de coupure de référence (fixée à 0,46). RTE bénéficie donc d'une prime de 11,4 M€.

Ces résultats de RTE en matière de continuité d'alimentation constituent les meilleurs résultats historiques de RTE depuis le suivi de tels indicateurs en 1981, s'agissant de la durée de coupure, et en 1988, s'agissant de la fréquence de coupure. Ils résultent de la combinaison, d'une part, d'un nombre particulièrement faible d'incidents ayant affecté le réseau public de transport et, d'autre part, de conséquences relativement modérées de ces incidents sur la continuité d'alimentation des clients. Ce constat est renforcé par le fait que, durant l'année 2017, RTE n'a pas eu à verser d'indemnité aux GRD au titre des coupures longues affectant les réseaux publics de distribution et dont l'origine est imputable à une défaillance du réseau public de transport.





Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017 donne lieu à une prime de 34,4 M€ au titre du mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation.

2.2.2.4 Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB au titre de l'année 2017

Le montant retenu au titre de l'apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB est fixé à 29,2 M€ par la Délibération tarifaire.

2.2.2.5 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) au titre de l'année 2017

Si le montant total des dépenses de R&D réalisées sur la période 2017-2020 est inférieur aux montants de référence cumulés pris en compte pour l'élaboration du TURPE 5 HTB, la différence sera prise en compte dans le solde du CRCP de fin de période tarifaire. Il n'y a donc pas de montant à prendre en compte dans le calcul *ex post* du revenu autorisé au titre de l'année 2017.

2.2.3 Recettes perçues par RTE au titre de l'année 2017

Les recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2017 s'établissent à 4 167,8 M€ pour 431.7 TWh soutirés sur le RPT.

Les recettes tarifaires prévisionnelles au titre de l'année 2017, hors apurement du CRCP, étaient fixées à 4 166,5 M€ dans la Délibération tarifaire.

L'écart de 1,3 M€ résulte :

- d'un écart de 6 M€ au titre de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs (181 M€ contre 187 M€ prévus, ce qui représente un moindre coût) ;
- d'un écart de 8 M€ sur les recettes de la composante d'injection (88 M€ réalisés contre 97 M€ prévus, ce qui représente de moindres recettes) en raison notamment de l'indisponibilité de certains moyens de production nucléaire ;
- d'un effet volume de 4 M€. Cet effet volume s'explique par le fait que les aléas climatiques conjoncturels (recettes en hausse de 46 M€ dans la mesure où les températures constatées ont été inférieures à ce qui était anticipé) compensent les tendances structurelles de baisse de la consommation (recettes inférieures de 42 M€ à ce qui était anticipé).

2.2.4 Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018

En application des dispositions de la Délibération tarifaire, le solde du CRCP du TURPE 5 HTB au 1^{er} janvier 2018 s'élève donc à 186 M€₂₀₁₈ en faveur de RTE. Le tableau 7 ci-après présente le calcul du montant du CRCP au 1^{er} janvier 2018 :

Tableau 7 : Montant du CRCP au 1^{er} janvier 2018

Composantes du CRCP à apurer au 1 ^{er} août 2018	Montant (M€ ₂₀₁₇)
Solde du CRCP au 1 ^{er} janvier 2017 [A]	91,0
Revenu autorisé calculé ex post au titre de l'année 2017 [B]	4 257,9
Recettes tarifaires perçues par RTE au titre de l'année 2017 [C]	4 167,8
Solde du CRCP au 31 décembre 2017 [A] + [B] - [C]	181,1
Actualisation au taux sans risque de 2,70 %	4,9
Solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018	186,0

2.3 Coefficient K₂₀₁₈ en vue de l'apurement du solde du CRCP

La Délibération tarifaire prévoit que l'évolution de la grille tarifaire au 1^{er} août 2018 prend en compte un coefficient K₂₀₁₈ qui vise à apurer, d'ici le 31 juillet 2018, le solde du CRCP du 1^{er} janvier 2018. Le coefficient K₂₀₁₈ est plafonné à plus ou moins 2 %.

La détermination du coefficient K₂₀₁₈ nécessite d'évaluer les apurements prévisionnels du 1^{er} janvier 2018 au 31 juillet 2019. Ces apurements prévisionnels sont évalués comme l'écart entre :

- les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période ;
- les recettes prévisionnelles corrigées de l'inflation réalisée sur cette période.

Le coefficient K₂₀₁₈ nécessaire pour apurer la totalité du solde du CRCP au 1^{er} janvier 2018 devrait être de + 4,51 %. Dans la mesure où ce coefficient est plafonné à plus ou moins 2 %, le coefficient K₂₀₁₈ est de + 2,00 %.

2.4 Evolution de la grille tarifaire du TURPE 5 HTB au 1^{er} août 2018

En application de la Délibération tarifaire, l'évolution de la grille tarifaire de RTE au 1^{er} août 2018 est égale à :

$$Z_{2018} = IPC_{2018} + K_{2018} = + 3,00 \%$$

où IPC₂₀₁₈ = + 1,00 % et K₂₀₁₈ = + 2,00 %.

3. COMPENSATION A VERSER A STRASBOURG ELECTRICITE RESEAUX

L'article L. 341-4-2 du code de l'énergie prévoit qu'une réduction est appliquée sur les tarifs d'utilisation acquittés par les sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique.

L'alinéa 2 de cet article prévoit que « [l]e niveau des tarifs d'utilisation du réseau de transport d'électricité prend en compte la réduction mentionnée au premier alinéa dès son entrée en vigueur, afin de compenser sans délai la perte de recettes qu'elle entraîne pour les gestionnaires de réseau concernés ».

L'article D. 341-11-1 du code de l'énergie, créé par le décret n° 2017-308 du 9 mars 2017 modifiant les dispositions relatives au statut d'électro-intensif et à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité, prévoit que « [p]our l'application du deuxième alinéa de l'article L. 341-4-2, une compensation est versée aux gestionnaires des ouvrages mentionnés au troisième alinéa du même article, autres que le gestionnaire du réseau public de transport, qui couvre les charges nettes qu'ils supportent du fait de l'application des dispositions de la présente section. Le montant de cette compensation est établi par la Commission de régulation de l'énergie au regard de la comptabilité du gestionnaire de réseau concerné ».

Par courrier du 18 mai 2017, Strasbourg Electricité Réseaux (SER) a communiqué à la CRE la liste des sites (au nombre de deux) pouvant bénéficier de la réduction du tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux consommateurs électro-intensifs. En mars 2018, SER a transmis à la CRE les éléments nécessaires à la fixation du montant de la compensation.

3.1 Principes de calcul de la compensation

L'application de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie affecte l'équilibre financier de SER au travers des éléments suivants :

- abattement reversé par SER aux électro-intensifs à partir du 1^{er} janvier 2016, qui diminue ses recettes ;
- ajustement à la hausse du TURPE HTB à compter du 1^{er} août 2017, liée à la compensation du manque à gagner supporté par RTE du fait de l'abattement accordé aux électro-intensifs, qui vient :
 - augmenter les produits perçus par SER auprès des utilisateurs transport ;
 - augmenter les charges d'accès au réseau de transport versées par SER à RTE ;
- ajustement à la hausse des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT (« TURPE HTA-BT ») à compter du 1^{er} août 2017, liée à la compensation du manque à gagner supporté par ENEDIS du fait de l'abattement accordé aux électro-intensifs (via la hausse des charges d'accès au réseau de transport versées par ENEDIS à RTE), qui augmente les produits perçus par SER auprès de ses utilisateurs distribution.

3.2 Abattement reversé par SER aux électro-intensifs

Les abattements reversés aux électro-intensifs déclarés par SER s'élèvent à 3 544 k€ au titre des années 2016 (1 828 k€) et 2017 (1 716 k€).

3.3 Effet de l'ajustement à la hausse du TURPE HTB

En application des articles D. 341-8-1 et suivants du code de l'énergie, la prise en compte de l'abattement pour les clients électro-intensifs a entraîné une hausse du TURPE 5 HTB de 6,04 % pour compenser 237 M€ de moindres recettes tarifaires qui se décomposent de la façon suivante :

- la perte de recettes liée à l'abattement pour les électro-intensifs du 1^{er} janvier 2016 au 31 décembre 2016, prise en compte dans le solde du CRCP au 31 décembre 2016. Le montant de l'abattement pour les consommateurs électro-intensifs s'élève à 188 M€⁷ pour cette période. Ce solde est apuré par une annuité constante de 50 M€ sur les 4 ans du TURPE 5 HTB ;
- la trajectoire prévisionnelle de la perte de recettes liée à l'abattement pour les électro-intensifs sur la période 2017-2020. Ce poste est inclus au périmètre du CRCP du TURPE 5 HTB. Le montant prévisionnel de l'abattement pour les consommateurs électro-intensifs s'élève à 187 M€ pour la période du 1^{er} janvier 2017 au 31 décembre 2017. Ce manque à gagner pour RTE est compensé dans le niveau du TURPE 5 HTB.

⁷ Montant retenu dans le cadre de la Délibération tarifaire.

Tableau 8 : Prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 5 HTB

En M€ courants	Montant
Recettes tarifaires prévisionnelles 2017 de RTE (A)	4 166
Apurement annuel 2017 de l'abattement électro-intensifs au titre de l'année 2016 (B)	50
Abattement électro-intensifs au titre de l'année 2017 (C)	187
Recettes tarifaires prévisionnelles 2017 de RTE avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 5 HTB (D = A - B - C)	3 929
Hausse du TURPE 5 HTB 2017 due à l'abattement électro-intensifs (E = D / A - 1)	+ 6,04 %

SER a perçu 2 709 k€ de recettes tarifaires HTB d'août à décembre 2017. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 5 HTB, SER aurait perçu 154 k€ de moins de recettes auprès des utilisateurs transport :

Tableau 9 : Effet de la hausse du TURPE HTB due à l'abattement électro-intensifs sur les recettes HTB de SER

En k€ courants	Montant
Recettes tarifaires HTB août-décembre 2017 de SER (F)	2 709
Hausse du TURPE 5 HTB août-décembre 2017 due à l'abattement électro-intensifs (E)	+ 6,04 %
Recettes tarifaires HTB août-décembre 2017 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 5 HTB (G = F / (1 + E))	2 555
Recettes supplémentaires HTB août-décembre 2017 pour SER (H = F - G)	154

Par ailleurs, SER a versé à RTE 15 323 k€ au titre de l'accès au réseau de transport d'août à décembre 2017. En l'absence de prise en compte de l'abattement pour les électro-intensifs dans le niveau du TURPE 5 HTB, SER aurait supporté 872 k€ de moins de charges d'accès au réseau public de transport :

Tableau 10 : Effet de la hausse du TURPE HTB due à l'abattement électro-intensifs sur les charges HTB de SER

En k€ courants	Montant
Charges tarifaires HTB août-décembre 2017 de SER (H)	15 323
Hausse du TURPE 5 HTB août-décembre 2017 due à l'abattement électro-intensifs (E)	+ 6,04 %
Charges tarifaires HTB août-décembre 2017 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 5 HTB (I = H / (1 + E))	14 450
Charges supplémentaires HTB août-décembre 2017 de SER (J = H - I)	872

Au total, SER a donc supporté une charge nette de 718 k€ liée directement à l'ajustement à la hausse du TURPE HTB sur la période du 1^{er} août 2017 au 31 décembre 2017 :

Tableau 11 : Effet net de la hausse du TURPE HTB due à l'abattement électro-intensifs sur SER

En k€ courants	Montant
Recettes supplémentaires HTB août-décembre 2017 de SER (K)	154
Charges supplémentaires HTB août-décembre 2017 de SER (L)	872
Charges nettes supplémentaires HTB août-décembre 2017 de SER (M = L - K)	718

3.4 Effet de l'ajustement à la hausse du TURPE HTA-BT

La prise en compte de l'abattement pour les clients électro-intensifs a entraîné indirectement une hausse du niveau du TURPE 5 HTA-BT de +1,55 % :

Tableau 12 : Prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 5 HTA-BT

En M€ courants	Montant
Charges tarifaires HTB 2017 d'ENEDIS (N)	3 494
Hausse du TURPE 5 HTB août-décembre 2017 due à l'abattement électro-intensifs (E)	+ 6,04 %
Charges tarifaires HTB 2017 d'ENEDIS avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 5 HTB ($O = N / (1 + E)$)	3 295
Revenu autorisé 2017 d'ENEDIS M€ (P)	13 050
Revenu autorisé 2017 d'ENEDIS M€ avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs dans le TURPE 5 HTB ($Q = P - N + O$)	12 851
Hausse du TURPE 5 HTA-BT 2017 due à l'abattement électro-intensifs ($R = P/Q - 1$)	+ 1,55 %

SER a bénéficié de recettes additionnelles d'un montant de 1 345 k€ liées directement à la hausse du TURPE 5 HTA-BT due à l'abattement électro-intensifs sur la période du 1^{er} août 2017 au 31 décembre 2017 :

Tableau 13 : Effet de la hausse du TURPE HTA-BT due à l'abattement électro-intensifs sur les recettes de SER

En k€ courants	Montant
Recettes HTA-BT août-décembre 2017 de SER (S)	88 197
Hausse du TURPE 5 HTA-BT 2017 due à l'abattement électro-intensifs (R)	+ 1,55 %
Recettes HTA-BT août-décembre 2017 de SER avant prise en compte de l'abattement électro-intensifs ($T = S / (1 + R)$)	86 852
Recettes supplémentaires HTA-BT août-décembre 2017 de SER ($U = S - T$)	1 345

3.5 Montant de la compensation

Les charges nettes supportées par SER pour les années 2016 et 2017 s'élèvent donc à 2 918 k€, soit 3 072 k€ après capitalisation au 1^{er} janvier 2018 :

Tableau 14 : Montant de la compensation à verser à SER

En k€ courants	Montant
Abattement électro-intensifs versé au titre de 2016 par SER (V)	1 828
Abattement électro-intensifs versé au titre de 2017 par SER (W)	1 716
Charges nettes supplémentaires HTB août-décembre 2017 de SER (M)	718
Recettes supplémentaires HTA-BT août-décembre 2017 de SER (U)	1 345
Taux d'actualisation 2016 (X)	4,00 %
Taux d'actualisation 2017 (Y)	2,70 %
Charges nettes supplémentaires de SER liées à l'abattement de SER, actualisées au 1^{er} janvier 2018 ($Z = V \times (1 + X) \times (1 + Y) + (W + M - U) \times (1+Y)$)	3 072

3.6 Effet sur les recettes tarifaires de RTE

La compensation versée par RTE constitue une moindre recette tarifaire au titre de l'année 2018.

Elle sera prise en compte au solde du CRCP au 31 décembre 2018.

DECISION DE LA CRE

- 1- Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB (dits « TURPE 5 HTB ») sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2017, en application de la délibération tarifaire de la CRE du 17 novembre 2016.
- 2- Les coefficients de la grille tarifaire du TURPE 5 HTB qui figurent en annexe 1 de la présente délibération, résultant d'une évolution + 3,00 % en application de la délibération tarifaire susmentionnée, entrent en vigueur le 1^{er} août 2018.
- 3- Le montant de la compensation couvrant les charges nettes supportées par Strasbourg Electricité Réseaux pour les années 2016 et 2017 au titre de l'abattement pour les électro-intensifs s'établit à 3 072 k€.
- 4- La présente délibération sera publiée au *Journal officiel* de la République française. Elle sera publiée sur le site internet de la CRE et 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 17 mai 2018.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Jean-François CARENCO

ANNEXE 1: COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES AU 1^{ER} AOUT 2018

1. Composante annuelle de gestion (CG)

Tableau 1 : Composante annuelle de gestion

$a_1(\text{€}/\text{an}) / \text{contrat}$	Contrat d'accès au réseau
HTB	8763,24 ⁸

2. Composante annuelle de comptage (CC)

Tableau 2 : Composante annuelle de comptage

Domaine de tension	Fréquence minimale de transmission	Propriété du dispositif de comptage	Composante annuelle de comptage (€/an)
HTB	Hebdomadaire	Gestionnaire de réseaux publics	3030,00 ⁹
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	543,96 ¹⁰

3. Composante annuelle d'injections (CI)

Tableau 3 : Composante annuelle d'injections

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	20
HTB 2	20
HTB 1	0

4. Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour les domaines de tension HTB

4.1. Composante annuelle de soutirages (CS)

4.1.1. Tarif pour le domaine de tension HTB 3

Tableau 4 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 3

Domaine de tension	c (c€/kWh)
HTB 3	0,32

⁸ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 8763,29 €/an/contrat.

⁹ Ce coefficient est l'arrondi à 12 c€ de la valeur non arrondie de 3029,96 €/an.

¹⁰ La valeur arrondie à 12 c€ de ce coefficient est identique à la valeur non arrondie, soit 543,96 €/an.

4.1.2.Tarif pour le domaine de tension HTB 2

Tableau 5 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version courte utilisation

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 0,87	b ₂ = 0,78	b ₃ = 0,75	b ₄ = 0,68	b ₅ = 0,37
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 1,38	c ₂ = 0,87	c ₃ = 0,87	c ₄ = 0,68	c ₅ = 0,54

Tableau 6 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version moyenne utilisation

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 4,47	b ₂ = 4,27	b ₃ = 4,24	b ₄ = 3,37	b ₅ = 2,11
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 1,16	c ₂ = 0,87	c ₃ = 0,62	c ₄ = 0,48	c ₅ = 0,30

Tableau 7 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 2 – Version longue utilisation

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 12,13	b ₂ = 11,65	b ₃ = 9,68	b ₄ = 7,54	b ₅ = 3,73
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 0,83	c ₂ = 0,61	c ₃ = 0,43	c ₄ = 0,28	c ₅ = 0,21

4.1.3. Tarif pour le domaine de tension HTB 1

Tableau 8 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version courte utilisation

Version courte utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 2,40	b ₂ = 2,00	b ₃ = 1,84	b ₄ = 1,10	b ₅ = 0,60
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 2,34	c ₂ = 1,90	c ₃ = 1,58	c ₄ = 1,24	c ₅ = 0,89

Tableau 9 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version moyenne utilisation

Version moyenne utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 18,03	b ₂ = 17,29	b ₃ = 14,32	b ₄ = 9,69	b ₅ = 4,54
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 1,71	c ₂ = 1,36	c ₃ = 0,79	c ₄ = 0,58	c ₅ = 0,39

Tableau 10 : Composante annuelle de soutirage – Domaine de tension HTB 1 – Version longue utilisation

Version longue utilisation	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines de saison haute (i = 2)	Heures creuses de saison haute (i = 3)	Heures pleines de saison basse (i = 4)	Heures creuses de saison basse (i = 5)
Coefficient pondérateur de puissance (€/kW/an)	b ₁ = 30,70	b ₂ = 29,71	b ₃ = 23,94	b ₄ = 17,08	b ₅ = 8,80
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c ₁ = 1,40	c ₂ = 1,03	c ₃ = 0,61	c ₄ = 0,39	c ₅ = 0,14

5. Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACs)

5.1. Alimentations complémentaires

Tableau 11 : Alimentations complémentaires

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTB 3	104 702,93	9 921,86
HTB 2	63 144,52	Liaisons aériennes : 6 325,49 Liaisons souterraines : 31 626,31
HTB 1	32 798,55	Liaisons aériennes : 3 753,42 Liaisons souterraines : 7 506,83

5.2. Alimentations de secours

Tableau 12 : Alimentations de secours – Réserve de puissance

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTB 2	1,51
HTB 1	2,91

Tableau 13 : Alimentations de secours – Tarification du réseau public permettant le secours

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Prime fixe (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)	α (c€/kW)
HTB 3	HTB 2	7,25	0,75	30,72
	HTB 1	5,34	1,29	22,76
HTB 2	HTB 1	1,56	1,29	6,83

6. Composante de regroupement (CR)

Tableau 14 : Composante de regroupement

Domaine de tension de l'alimentation	k (c€/kW/km/an)
HTB 3	5,69
HTB 2	Liaisons aériennes : 14,80 Liaisons souterraines : 56,89
HTB 1	Liaisons aériennes : 75,11 Liaisons souterraines : 132,02

7. Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution

7.1. Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Tableau 15 : Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
HTB 2	HTB 3	1,78
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	3,83
HTA 1	HTB 1	6,77

8. Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP) pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1

Tableau 16 : Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1

Domaine de tension	α (€/kW/an)
HTB 2	0,000147
HTB 1	0,000093

9. Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

9.1. Flux de soutirage

Tableau 17 : Composante annuelle de l'énergie réactive – Flux de soutirage

Domaine de tension du point de connexion	Rapport $\tan \phi_{max}$	c€/kvar.h
HTB 3	0,4	1,47
HTB 2	0,4	1,58
HTB 1	0,4	1,77

9.2. Flux d'injection

Tableau 18 : Composante annuelle de l'énergie réactive – Flux d'injection

Domaine de tension du point de connexion	c€/kvar.h
HTB 3	1,47
HTB 2	1,58
HTB 1	1,77

9.3. Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité**Tableau 19 : Composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité**

Coût unitaire du dépassement	€/Mvar.h
Zone de facturation pour l'énergie réactive absorbée	2,99
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	0,52