

## DÉLIBÉRATION

# Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 octobre 2016 portant projet de décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Christine CHAUVET, Catherine EDWIGE, Hélène GASSIN et Jean-Pierre SOTURA, commissaires.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE HTB » s'appliquent aux utilisateurs raccordés aux réseaux de haute et très haute tension. Le nouveau TURPE 5 HTB s'appliquera à compter du 1<sup>er</sup> août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTA-BT (qui s'applique aux utilisateurs raccordés en moyenne et basse tension), pour une durée d'environ 4 ans. Il a été adopté après une large consultation des parties prenantes concernées et à la suite d'études rendues publiques.

Le TURPE 5 HTB donne à l'ensemble des parties prenantes de la visibilité sur l'évolution du tarif entre 2017 et 2021 et incite RTE à améliorer son efficacité tant du point de vue de la maîtrise de ses coûts que de la continuité d'alimentation et de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux.

### [Le TURPE 5 HTB prépare l'avenir en donnant au gestionnaire de réseaux de transport tous les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique](#)

Le TURPE 5 HTB intègre la totalité des programmes d'investissement et de recherche et développement présentés par RTE. Il introduit la possibilité pour RTE d'obtenir des budgets supplémentaires en cours de période tarifaire pour financer des *Smart grids*.

Le TURPE 5 HTB présente une hausse significative des charges nettes d'exploitation et des charges de capital par rapport au niveau réalisé en 2015. Ce tarif donne à RTE les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique, de la transformation numérique et de l'architecture des marchés de l'électricité.

La structure tarifaire du TURPE 5 HTB se fonde sur les prévisions d'évolution des flux d'électricité sur les réseaux transmises par RTE pour la période 2017-2020. Elle prévoit un renforcement du signal horo-saisonnier, c'est-à-dire de la différence de tarif entre les heures de pointe et celles de moindre charge sur les réseaux, favorable aux actions de maîtrise de la pointe de consommation.

### [Compte tenu de ces enjeux, le TURPE HTB connaît une hausse maîtrisée et comporte des incitations renforcées à la performance de RTE](#)

Le TURPE HTB augmentera de 6,76 % au 1<sup>er</sup> août 2017 et évoluera ensuite selon l'inflation au 1<sup>er</sup> août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits). Cette évolution résulte notamment de facteurs exogènes à la couverture des charges de RTE : fin de la compensation des trop-perçus de la période du TURPE 2 et 3, couverture de l'abattement de facture pour les électro-intensifs, transfert des charges d'équilibrage (soit +1,2 %) qui n'étaient jusqu'alors pas couvertes par le TURPE.

Les incitations à la performance de RTE sont renforcées : introduction d'une incitation sur les coûts des principaux projets de développement de réseaux et sur les charges de capital « hors réseaux », introduction d'une incitation à la maîtrise des coûts des pertes électriques, renforcement des incitations sur la continuité d'alimentation.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité actuels, dits « TURPE 4 HTB » pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB, sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2013 pour une durée d'application d'environ 4 ans, en application de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 3 avril 2013<sup>1</sup>.

### Cadre juridique

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ».

L'article L. 341-3 du même code dispose que « [la CRE] peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

L'article L. 341-4 du même code dispose que « La structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

En application de ces articles, la présente délibération définit les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité, dits « TURPE 5 HTB », pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB, conçus pour s'appliquer pour une durée d'environ 4 ans, à compter du 1<sup>er</sup> août 2017.

### Processus d'élaboration du TURPE 5

Les travaux d'élaboration du « TURPE 5 » ont commencé au début de l'année 2015, compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux et des parties prenantes.

La CRE a mené une très large concertation avec l'ensemble des parties prenantes. Elle a réalisé trois consultations publiques et a procédé à de multiples auditions et tables rondes. Elle a adopté, le 18 février 2016, une délibération portant orientations sur la structure du TURPE 5. Elle a transmis un rapport au Parlement en juin 2016 présentant ces orientations.

Ce calendrier et cette large concertation ont donné à toutes les parties concernées la visibilité et la capacité d'anticipation nécessaires au bon fonctionnement du marché de l'électricité.

Les études externes commandées par la CRE dans le cadre de l'élaboration du TURPE 5 sont publiées sur le site internet de la CRE.

### Date d'entrée en vigueur et durée d'application du TURPE 5 HTB

Le TURPE 5 HTB entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2017, de façon synchronisée avec le TURPE 5 HTA-BT. Cette évolution est plébiscitée par l'ensemble des parties prenantes. Il s'appliquera pour une durée d'environ 4 ans.

### Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE a pris en compte les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat par lettres du 22 février 2016 et du 24 juin 2016. Pour le transport, ces orientations portent sur les enjeux de maîtrise des pointes électriques, sur l'attention à porter à tout éventuel rééquilibrage entre les parts puissance et énergie qui devrait être mesuré, ainsi que sur le cadre de régulation du raccordement des éoliennes en mer. Ces orientations peuvent être consultées sur le site internet de la CRE.

### Une structure et un cadre de régulation qui s'adaptent aux évolutions liées à la transition énergétique

En ce qui concerne la structure du tarif et les signaux adressés aux utilisateurs de réseaux, la CRE a pris en compte les prévisions d'évolution des flux d'électricité sur les réseaux transmises par RTE pour la période 2017-2020. Ainsi, les anticipations des gestionnaires de réseaux concernant l'utilisation des réseaux et les évolutions

<sup>1</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/turpe-4-htb2>

liées à la transition énergétique (telles que le développement de la production renouvelable décentralisée et celui des mesures d'efficacité énergétique) sont prises en compte.

Du fait de ces évolutions de flux, les coûts portés par le domaine de tension HTB 1 augmentent alors que ceux portés par le domaine de tension HTB 3 baissent. En outre, le signal horo-saisonnier est renforcé pour les domaines de tension HTB 1 et HTB 2. Ces évolutions ont pour conséquence des baisses de facture significatives pour les utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTB 1 et HTB 2 peu présents pendant les 300 heures les plus chargées de l'année.

En revanche, le dimensionnement des réseaux du domaine de tension HTB 3 n'étant pas directement lié aux pointes de soutirage, la CRE maintient un tarif sans différenciation temporelle pour ce domaine de tension.

La CRE a choisi de ne pas augmenter de façon artificielle la part puissance des recettes tarifaires. Une telle évolution entraînerait des hausses de facture significatives pour certains utilisateurs et réduirait l'incitation à la maîtrise de la consommation. La CRE considère qu'une évolution significative de la part puissance doit reposer sur l'observation ou l'anticipation d'évolutions majeures dans les modes d'utilisation des réseaux, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui au vu de l'ensemble des données transmises par RTE pour la période 2017-2020.

Dans un contexte d'évolutions du paysage énergétique, la CRE introduit une clause de rendez-vous, permettant, le cas échéant, d'adapter la structure des tarifs à l'issue de deux ans de mise en œuvre du TURPE 5 HTB, soit à l'été 2019. Cette clause de rendez-vous ne sera activée que si les données reçues par la CRE permettent de constater ou d'anticiper d'éventuels changements importants dans les modes d'utilisation des réseaux ou dans les méthodes de dimensionnement des réseaux. Le cas échéant, la CRE veillera à adapter la structure tarifaire afin d'assurer la pertinence des signaux économiques qu'elle transmet.

La CRE veillera, dans l'application éventuelle de cette clause de rendez-vous, à maintenir la continuité et la prévisibilité des tarifs nécessaires au bon fonctionnement du marché de l'électricité.

En ce qui concerne le cadre de régulation, le TURPE 5 HTB donnera la possibilité à RTE d'obtenir des budgets supplémentaires en cours de période tarifaire pour financer des projets relevant des réseaux intelligents, sous réserve que l'analyse coûts-bénéfices soit favorable.

### Une hausse du tarif en partie liée à des facteurs exogènes à RTE

RTE a transmis à la CRE, par courrier en date du 8 mars 2016, une demande tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2017-2020 ainsi que ses demandes relatives au cadre de régulation. RTE demandait une hausse du TURPE HTB de +8,9 % le 1<sup>er</sup> août 2017, suivie d'une indexation annuelle selon l'inflation sur les années 2018 à 2020. RTE a mis à jour sa demande tarifaire en juillet 2016. La nouvelle demande tarifaire fait apparaître une hausse du TURPE HTB de +11,7 % à la date d'entrée en vigueur du TURPE 5 HTB, suivie d'une indexation annuelle selon l'inflation.

La CRE retient les principaux ajustements suivants par rapport à la demande de RTE :

- la révision des hypothèses retenues par RTE concernant certains postes de charges afin, notamment, de mieux prendre en compte les gains de productivité réalisés au cours de la période du TURPE 4 HTB (soit un ajustement total de -115 M€ par an en moyenne) ;
- sur cette base de charges ajustée, la CRE ne retient pas d'ajustement additionnel au titre de l'efficience par rapport à la demande mise à jour de RTE, qui intègre un effort de productivité ;
- un taux de rémunération (inférieur de 57,5 points de base à la demande de RTE) qui prend en compte la baisse des taux sur les marchés financiers et qui conduit à un ajustement par rapport à la demande de RTE de -96 M€ par an en moyenne.

En conséquence, le TURPE HTB augmentera en moyenne de +6,76 % au 1<sup>er</sup> août 2017 et évoluera ensuite selon l'inflation au 1<sup>er</sup> août de chaque année (hors effets correctifs du compte de régularisation des charges et des produits, ci-après CRCP).

La hausse tarifaire retenue pour 2017 résulte de divers facteurs, dont plusieurs sont exogènes à RTE :

- une quasi-stabilité des charges de capital liée à la baisse du taux de rémunération, compensée par l'augmentation de la BAR (+11 % environ au cours de la période du TURPE 5 HTB) du fait de la poursuite du programme d'investissements ambitieux initié par RTE depuis la période du TURPE 4 HTB pour accompagner la transition énergétique ;
- une hausse des charges nettes d'exploitation de +5,7 % (dont +2,7 % hors interruptibilité) entre le réalisé 2015 et les charges prévisionnelles couvertes par le tarif en 2017 permettant à RTE de s'adapter à la transition énergétique et à la transformation numérique (mise à disposition des données, développement des réseaux intelligents ou adaptation des réseaux au développement des installations de production

décentralisée). Cette hausse des charges d'exploitation est en partie compensée par la fin du programme de sécurisation mécanique à la fin de l'année 2017 ;

- la prise en compte du manque à gagner lié au dispositif d'abattement de factures introduit par l'article L. 341-4-2 du Code de l'énergie ;
- la fin du sous-calage du TURPE 4 HTB lié à l'apurement des comptes de régulation (CRCP et CRFI) de la période du TURPE 2 et 3 ;
- une baisse des soutirages sur le réseau public de transport (ci-après RPT) ;
- l'intégration des coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire ainsi que des coûts additionnels engendrés par l'activation d'une offre d'ajustement en dehors de la préséance économique pour reconstituer les marges (+1,2 %). Cette hausse est globalement neutre en termes de coûts du système électrique puisque cela se traduira par une baisse équivalente des coûts supportés par les fournisseurs.

### Un cadre tarifaire renforçant les incitations à la performance de RTE

Les principes généraux du cadre de régulation applicable à RTE sont conservés. Ce cadre de régulation donne aux parties prenantes de la visibilité sur l'évolution du TURPE 5 HTB entre 2017 et 2020. Il incite RTE à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de ses coûts que de la continuité d'alimentation et de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux. Il protège également RTE des risques liés notamment à l'inflation et aux aléas climatiques influant les volumes de soutirage.

Les incitations à la performance de RTE sont renforcées :

- introduction d'une incitation sur les coûts d'investissement portant sur les grands projets de développement de réseaux et sur les investissements « hors réseaux » ;
- introduction d'une incitation sur le coût d'achat des pertes électriques, avec un taux d'incitation plus faible sur le volume de pertes que sur le prix d'achat ;
- renforcement des incitations sur la continuité d'alimentation : rééquilibrage des cibles de durée et de fréquence de coupure, augmentation de la force de l'incitation et du plafond des gains et des pénalités, introduction d'une obligation pour RTE d'indemniser les GRD pour les coupures de plus de cinq heures affectant les clients finals.

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

# SOMMAIRE

<b>1. METHODOLOGIE .....</b>	<b>7</b>
1.1 PROCESSUS D'ELABORATION DES TARIFS .....	7
1.1.1 Consultation des parties prenantes .....	7
1.1.2 Orientations de politique énergétique.....	7
1.1.3 Transparence.....	8
1.2 PRINCIPES GENERAUX .....	8
1.2.1 Définition du revenu autorisé prévisionnel.....	8
1.2.2 Cadre de régulation tarifaire.....	10
1.2.3 Structure du tarif .....	11
1.3 CADRE DE REGULATION INCITATIVE POUR LE TURPE 5 HTB.....	11
1.3.1 Régulation incitative des dépenses d'investissement et charges nettes d'exploitation hors CRCP...	12
1.3.2 Régulation incitative des charges relatives à la compensation des pertes.....	15
1.3.3 Régulation incitative des charges d'exploitation liées à la constitution de réserves d'équilibrage ....	17
1.3.4 Régulation incitative de la continuité d'alimentation.....	19
1.3.5 Qualité de service.....	20
1.3.6 Régulation du raccordement des éoliennes en mer .....	20
1.3.7 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) et des réseaux électriques intelligents .....	22
1.3.8 Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP).....	23
1.3.9 Clause de rendez-vous concernant les charges nettes d'exploitation .....	25
1.4 STRUCTURE DU TURPE 5 HTB.....	25
1.4.1 Méthode de construction des composantes de soutirage.....	25
1.4.2 Forme des grilles .....	30
1.4.3 Règles tarifaires.....	32
<b>2. PARAMETRES DU TURPE 5 HTB ET DE SA TRAJECTOIRE D'EVOLUTION.....</b>	<b>36</b>
2.1 REVENU AUTORISE .....	36
2.1.1 Demande de RTE.....	36
2.1.2 Analyse de la CRE concernant les charges nettes d'exploitation.....	37
2.1.3 Analyse de la CRE concernant les charges de capital normatives.....	52
2.1.4 Recettes d'interconnexion .....	57
2.1.5 Prise en compte du solde du CRCP du TURPE 4 HTB .....	57
2.1.6 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2017-2020.....	58
2.2 HYPOTHESES DE CHIFFRE D'AFFAIRES PREVISIONNEL.....	58
2.2.1 Evolution de la consommation constatée pour la période du TURPE 4 HTB.....	58
2.2.2 Evolution de la consommation prévue pour la période du TURPE 5 HTB.....	59
2.2.3 Prise en compte de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs .....	59
2.2.4 Recettes tarifaires prévisionnelles avec le tarif du 1 <sup>er</sup> août 2016.....	60
2.3 TRAJECTOIRE D'EVOLUTION DU TURPE 5 HTB.....	60
<b>3. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB</b>	<b>62</b>
3.1 REGLES TARIFAIRES .....	62
3.1.1 Définitions.....	62
3.1.2 Structure des tarifs.....	64

3.2	TARIF APPLICABLE DU 1 <sup>ER</sup> AOUT 2017 AU 31 JUILLET 2018 .....	66
3.2.1	Composante annuelle de gestion (CG).....	66
3.2.2	Composante annuelle de comptage (CC) .....	66
3.2.3	Composante annuelle d'injections (CI) .....	66
3.2.4	Composantes annuelles de soutirage (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour les domaines de tension HTB .....	67
3.2.5	Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACs) .....	71
3.2.6	Composante de regroupement (CR).....	72
3.2.7	Dispositions spécifiques relatives aux composantes annuelles des soutirages (CS) des gestionnaires de réseaux publics de distribution .....	73
3.2.8	Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP) pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1.....	74
3.2.9	Report de charge .....	75
3.2.10	Composante annuelle de l'énergie réactive (CER).....	75
3.2.11	Dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires .....	77
3.3	TARIF APPLICABLE A COMPTER DU 1 <sup>ER</sup> AOUT 2018.....	77
3.3.1	Calcul du solde du CRCP au 1 <sup>er</sup> janvier de l'année N.....	78
3.3.2	Calcul du coefficient $K_N$ en vue de l'apurement du solde du CRCP .....	78
3.3.3	Revenu autorisé calculé <i>ex post</i> de l'année N .....	79
3.3.4	Postes de charges pris en compte pour le calcul <i>ex post</i> du revenu autorisé .....	80
3.3.5	Postes de recettes pris en compte pour le calcul <i>ex post</i> du revenu autorisé .....	85
3.3.6	Incitations financières au titre de la régulation incitative.....	85
3.3.7	Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB.....	86
3.3.8	Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) .....	86
	<b>ANNEXE 1 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES LE 1<sup>ER</sup> AOUT 2017 .....</b>	<b>88</b>
	<b>ANNEXE 2 : CONTINUITÉ D'ALIMENTATION .....</b>	<b>94</b>
	<b>ANNEXE 3 : PROGRAMME DE R&amp;D ET D'INNOVATION DE RTE.....</b>	<b>97</b>
	<b>ANNEXE 4 : RÉGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIÉES À LA COMPENSATION DES PERTES (ANNEXE CONFIDENTIELLE) .....</b>	<b>100</b>

## 1. METHODOLOGIE

### 1.1 Processus d'élaboration des tarifs

#### 1.1.1 Consultation des parties prenantes

Compte tenu du besoin de visibilité exprimé par les parties prenantes, de la complexité des sujets à traiter et des délais nécessaires pour adapter les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux et des parties prenantes, la CRE a engagé les travaux tarifaires dès le début de l'année 2015.

Elle s'est attachée à impliquer de manière très large et le plus en amont possible les parties prenantes. Ainsi, la CRE a mené trois consultations publiques :

- une première consultation publique en juillet 2015 présentant les analyses préliminaires de la CRE sur la structure des tarifs et les principes d'élaboration des grilles tarifaires<sup>2</sup>. 43 contributeurs ont répondu à cette consultation dont notamment 3 gestionnaires de réseaux, 5 fournisseurs, 6 consommateurs ou associations de consommateurs, 3 autorités concédantes, 3 syndicats ;
- une deuxième consultation publique en mai 2016 portant également sur la structure du TURPE et présentant les projets de grilles tarifaires envisagées par la CRE ainsi que les modalités de prise en compte des coûts d'équilibrage<sup>3</sup>. 56 contributeurs ont répondu à cette consultation, dont 23 portant plus spécifiquement sur le TURPE HTB : 6 opérateurs de réseaux, 8 fournisseurs et producteurs, 2 autres entreprises du secteur énergétique, 3 consommateurs ou associations de consommateurs, 2 syndicats de salariés et 2 syndicats de producteurs ;
- une troisième consultation publique en juillet 2016 portant sur le cadre de régulation et le niveau du TURPE 5 HTB<sup>4</sup>. 27 contributeurs ont répondu à cette consultation : 4 opérateurs de réseaux, 6 fournisseurs et producteurs, 9 établissements de recherche et enseignement, 4 consommateurs ou associations de consommateurs, 2 syndicats de salariés et 2 syndicats de producteurs.

Après la première consultation publique, la CRE a auditionné les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et de distribution (GRD) d'électricité, et a organisé une table ronde réunissant les fournisseurs et les consommateurs ayant répondu à la consultation.

Elle a ensuite adopté, le 18 février 2016, une délibération portant orientations sur la structure du TURPE 5<sup>5</sup> qui prévoit l'introduction d'une option tarifaire à quatre plages temporelles en BT, d'une option tarifaire à pointe mobile en HTA et projette une entrée en vigueur conjointe des TURPE 5 HTB et HTA-BT à l'été 2017. Elle a transmis un rapport au Parlement en juin 2016 présentant ces orientations ainsi que l'ensemble des travaux effectués.

A l'issue de la troisième consultation publique, la CRE a organisé une nouvelle table ronde avec les fournisseurs et les associations de consommateurs. Elle a également procédé à des audits de RTE et de son actionnaire.

#### 1.1.2 Orientations de politique énergétique

En application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE a pris en compte les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat par lettres du 22 février 2016 et du 24 juin 2016. Pour le domaine de tension HTB, ces dernières portent sur les enjeux de maîtrise des pointes électriques, sur l'attention à porter à tout éventuel rééquilibrage entre les parts puissance et énergie qui devrait être mesuré ainsi que sur le cadre de régulation du raccordement des éoliennes en mer.

Ces orientations peuvent être consultées sur le site internet de la CRE<sup>6</sup>.

<sup>2</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>

<sup>3</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/consultation-publique-de-la-cre-du-24-mai-2016-relative-a-la-structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>

<sup>4</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb>

<sup>5</sup> Délibération du 18 février 2016 portant décision de modification du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) pour définir un dispositif transitoire de pointe mobile pour le domaine de tension HTA et portant orientations sur la structure des prochains TURPE.

<sup>6</sup> Courrier du 22 février 2016 : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/consultation-publique-de-la-cre-du-24-mai-2016-relative-a-la-structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite/consulter-la-lettre-du-22-fevrier-2016-donnant-les-orientations-de-politique-energetique-concernant-les-prochains-turpe-5>

Courrier du 24 juin 2016 : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/courrier-de-segolene-royal-ministre-de-l-environnement-de-l-energie-et-de-la-mer-charge-des-relations-internationales-sur-le-climat-du-24-juin-2016>

### 1.1.3 Transparence

Dans un souci de transparence, la CRE a publié l'ensemble des études externes réalisées dans le cadre de l'élaboration du TURPE 5 HTB. Ces études portent sur les sujets suivants :

- le partage des coûts d'infrastructure de réseaux entre injection et soutirage et la géo-différenciation du tarif d'injection pour les domaines de tension HTB<sup>7</sup> ;
- la comparaison internationale des cadres de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe<sup>8</sup> ;
- une étude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité<sup>9</sup> ;
- un audit des systèmes d'information de RTE<sup>10</sup> ;
- un audit des charges d'exploitation de RTE pour la période 2013-2021<sup>11</sup> ;
- une étude sur l'évaluation des paramètres financiers du calcul des charges de capital<sup>12</sup>.

## 1.2 Principes généraux

L'élaboration du TURPE 5 HTB pour la haute tension (domaines de tension HTB 3, HTB 2 et HTB 1) repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, d'un revenu autorisé prévisionnel de RTE et de volumes prévisionnels concernant les quantités d'électricité soutirées et injectées ainsi que les puissances souscrites sur le réseau de RTE.

Le revenu autorisé prévisionnel de RTE est ventilé entre les utilisateurs (consommateurs et producteurs directement raccordés et GRD) sous forme de versions tarifaires, composées de différents termes tarifaires, l'ensemble de ces termes constituant la « structure tarifaire ».

La CRE fixe également un cadre de régulation qui vise, d'une part, à limiter le risque financier du GRT et/ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, à encourager le GRT à améliorer sa performance grâce à la mise en place de mécanismes incitatifs.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir le tarif à sa date d'entrée en vigueur ainsi que ses modalités d'évolution annuelle.

### 1.2.1 Définition du revenu autorisé prévisionnel

La CRE définit le revenu autorisé prévisionnel du GRT sur la période considérée sur la base du plan d'affaires transmis par l'opérateur.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation, des charges de capital normatives, des recettes d'interconnexion et de l'apurement du solde du CRCP au titre de la période tarifaire passée :

$$RA = CNE + CCN - RI + A$$

Avec :

<sup>7</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite/annexe-1-etude-sur-la-tarifification-des-injections-analyse-academique>

<http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite/annexe-2-etude-sur-la-tarifification-des-injections-comparaison-internationale>

<http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite/annexe-3-etude-sur-la-tarifification-des-injections-modelisation-economique>

<sup>8</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-la-comparaison-internationale-des-cadres-de-regulation-incitative-des-operateurs-de-reseaux-d-electricite-et-de-gaz-naturel-en-europe>

<sup>9</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-la-regulation-incitative-de-la-qualite-d-alimentation-des-gestionnaires-de-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite-etude>

<http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-l-audit-du-systeme-d-information-de-rte>

<sup>11</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/decision/projet-de-decision-turpe-htb/consulter-l-audit-des-charges-d-exploitation-et-des-previsions-de-rte-pour-la-période-2013-2021>

<sup>12</sup> <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-dans-le-domaine-de-tension-htb-dits-turpe-5-htb/consulter-les-parametres-financiers-du-calcul-des-charges-de-capital-des-gestionnaires-de-reseaux-publics-d-electricite-et-l-analyse-critique-des-demandes-de-rte-concernant-le-calcul-des-charges-de-capital>



- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- RI : recettes d'interconnexion prévisionnelles sur la période ;
- A : solde du CRCP restant à apurer au titre de la période tarifaire passée.

#### **1.2.1.1 Charges nettes d'exploitation**

Les charges nettes d'exploitation (CNE) se définissent comme les charges brutes d'exploitation desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et les produits extratarifaires notamment).

Les charges brutes d'exploitation se composent :

- des charges liées à l'exploitation du système électrique, principalement composées des charges liées à la compensation des pertes, à la résorption des congestions et à la contractualisation des réserves d'équilibrage et des capacités interruptibles ;
- des charges brutes de fonctionnement, principalement composées des achats externes, des dépenses de personnel et des impôts et taxes.

Le niveau des CNE retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité de RTE dans la mesure où, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

L'ensemble des données prévisionnelles du plan d'affaires communiqué par RTE a fait l'objet d'une analyse détaillée et, le cas échéant, de révisions présentées dans le paragraphe 2.1.2. En particulier, s'agissant des charges nettes de fonctionnement, la CRE s'attache à retenir une trajectoire intégrant des efforts de productivité.

#### **1.2.1.2 Charges de capital normatives**

##### **1.2.1.2.1 Modalités de calcul des charges de capital normatives**

Les charges de capital normatives (CCN) comprennent la rémunération et l'amortissement du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par RTE – la base d'actifs régulés (BAR) – et des immobilisations en cours (IEC, c'est-à-dire les investissements effectués qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs).

Les CCN correspondent à la somme de l'amortissement des actifs constitutifs de la BAR et de la rémunération du capital immobilisé. Cette dernière correspond au produit de la valeur de la BAR par le coût moyen pondéré du capital (CMPC) et au produit de la valeur des IEC par le coût de la dette.

$$\text{CCN} = \text{Amortissement de la BAR} + \text{BAR} \times \text{CMPC} + \text{IEC} \times \text{coût de la dette}$$

##### **1.2.1.2.2 Modalités de calcul du taux de rémunération du capital**

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération du GRT doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Par ailleurs, la CRE a fait appel à un prestataire externe pour réaliser une étude sur les paramètres financiers du calcul des charges de capital des gestionnaires de réseaux publics d'électricité et une analyse critique des demandes de RTE concernant le calcul des charges de capital. La version non-confidentielle de cette étude a été publiée sur le site de la CRE dans le cadre de la consultation publique de juillet 2016 et de la présente délibération.

##### **1.2.1.2.3 Modalités de calcul de la base d'actifs régulés**

Dans son dossier tarifaire pour le TURPE 5 HTB, RTE a formulé une demande d'évolution de l'assiette de rémunération. RTE demande la constitution d'une « BAR annexe » constituée, d'une part, des actifs subventionnés par des tiers (subventions publiques ou participations de tiers) et, d'autre part, des actifs intégralement amortis et toujours exploités par l'opérateur. RTE demande que cette « BAR annexe » soit rémunérée par une « marge sur actif » afin de couvrir le risque associé à l'exploitation de ces ouvrages.

Dans le cadre réglementaire actuel, ni les actifs subventionnés ni les actifs amortis ne sont rémunérés car ces actifs ne sont pas intégrés à la BAR. Dans le cas des actifs amortis, le capital investi a déjà été intégralement couvert par les tarifs passés via les dotations annuelles aux amortissements et a fait l'objet d'une rémunération sur la durée de vie comptable de l'actif. Dans le cas des actifs subventionnés, le capital investi n'engendre aucun coût

financier pour l'opérateur et, à ce titre, les subventions perçues (subventions publiques ou participations de tiers) sont déduites de la valeur des actifs intégrant la BAR.

Par ailleurs, dans le cadre de la consultation publique de juillet 2016, certains contributeurs ont mis en avant le fait que les coûts associés à la gestion de ces actifs sont déjà pris en compte dans la trajectoire de charges d'exploitation couvertes par le tarif.

Au regard de l'ensemble de ces éléments, la CRE décide de reconduire, pour la période du TURPE 5 HTB, les modalités de rémunération du capital actuellement en vigueur. Par ailleurs, au sein de cette méthode, les risques associés aux actifs susmentionnés pour RTE peuvent être appréhendés dans le cadre de la fixation des paramètres de calcul du CMPC (cf. paragraphe 2.1.3.1).

Dans le cadre du TURPE 5 HTB, la valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs en service<sup>13</sup>, diminuée des subventions d'investissements perçues<sup>14</sup>, des participations reçues de tiers et des produits constatés d'avance de la part d'Artéria, filiale de RTE, selon les principes exposés dans la communication de la CRE du 7 décembre 2006 relative à l'audit des activités de développement du réseau de fibres optiques et de valorisation des points hauts d'Artéria pour l'exercice 2005<sup>15</sup>.

La date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivant leur mise en service. La BAR progresse au rythme des investissements mis en service et diminue au rythme des sorties d'actifs et des dotations aux amortissements couvertes par les tarifs.

#### 1.2.1.2.4 Rémunération des actifs avant leur mise en service

Dans le cadre de sa demande tarifaire pour le TURPE 5 HTB, RTE a demandé la rémunération des actifs avant leur mise en service (immobilisations en cours ou IEC) au CMPC.

La CRE décide de reconduire le principe de la rémunération des IEC au coût de la dette nominal avant impôt, en cohérence avec la méthodologie généralement retenue pour les intérêts intercalaires.

#### 1.2.1.3 Recettes d'interconnexion

Les recettes d'interconnexion correspondent aux recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions avec les pays voisins. Elles viennent en déduction du revenu autorisé prévisionnel sur la période.

Les données prévisionnelles du plan d'affaires communiqué par RTE font l'objet d'une analyse de la CRE présentée dans le paragraphe 2.1.4.

### 1.2.2 Cadre de régulation tarifaire

L'activité de RTE est encadrée par différents dispositifs qui constituent le cadre de régulation tarifaire.

En premier lieu, le cadre de régulation tarifaire permet d'adapter le revenu autorisé prévisionnel en fonction de l'inflation réalisée afin de prémunir l'opérateur contre les risques liés à l'inflation qui pèsent sur ses charges.

En deuxième lieu, il permet de corriger, *a posteriori*, le revenu autorisé en prenant en compte à travers le CRCP, pour des postes prédéfinis, l'écart entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées.

Enfin, afin d'inciter RTE à une gestion efficace des réseaux qu'il exploite, le TURPE 5 HTB prévoit des mécanismes incitatifs décrits au paragraphe 1.3.

Le TURPE 5 HTB entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2017. La grille tarifaire évoluera au 1<sup>er</sup> août des années 2018, 2019, 2020, en appliquant au tarif en vigueur la variation suivante :

$$Z_N = IPC_N + K_N$$

Avec :

- $Z_N$  : pourcentage d'évolution annuelle au 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$  ;
- $IPC_N$  : 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  $N-2$ , telle que calculée par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852, indice construit à partir de l'indice 641194 historiquement utilisé par la CRE) ;
- $K_N$  : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP. Le terme  $K_N$  ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse de plus de 2 % de la grille tarifaire en vigueur.

<sup>13</sup> Les immobilisations ayant bénéficié de la revalorisation de 1976 sont incluses dans la BAR à leur valeur d'acquisition (hors réévaluation).

<sup>14</sup> Les subventions d'investissement constituent une aide dont bénéficie l'entreprise en vue d'acquérir ou de créer des valeurs immobilisées pour l'activité future.

<sup>15</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/audit-des-activites-de-developpement-du-reseau-de-fibres-optiques-et-de-valorisation-des-points-hauts-d-arteria-filiale-de-rte-pour-l-exercice-2005/consulter-la-communication>

L'évolution annuelle moyenne de la grille tarifaire du TURPE 5 HTB sera donc comprise entre (IPC - 2 %) et (IPC + 2%).

### 1.2.3 Structure du tarif

L'élaboration de la structure tarifaire repose sur plusieurs principes :

- le principe du « timbre-poste » : en application des dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009<sup>16</sup>, la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- le principe de péréquation tarifaire : en application des dispositions de l'article L. 121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;
- le principe de non-discrimination inscrit à l'article L. 341-2 du code l'énergie, qui conduit à établir des tarifs permettant de refléter les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- le principe d'horosaisonnalité, inscrit à l'article L. 341-4 du code l'énergie qui précise que « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de l'année où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée* ».

La CRE considère, en outre, que les tarifs doivent concilier plusieurs critères afin de répondre au mieux aux attentes des consommateurs et des fournisseurs :

- Efficacité : un signal tarifaire reflétant les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet de réduire les coûts de réseaux à long terme car cette information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs.

Si l'on se fondait sur ce seul critère, les tarifs devraient refléter les coûts avec une finesse maximale, avec un prix différent de la puissance appelée pour chacune des 8760 heures de l'année.

- Lisibilité : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type de clients du domaine de tension considéré. C'est pourquoi les tarifs proposés sont fondés sur un regroupement en une ou plusieurs plages temporelles ;
- Cohérence : les différentes options proposées à un même utilisateur doivent refléter les coûts avec le même degré de finesse. A défaut, l'efficacité du tarif le plus fin sera fortement amoindrie. Par exemple, si deux options tarifaires sont proposées, l'une avec deux périodes (pointe/hors pointe), et l'autre avec une seule période, les utilisateurs qui soutirent le plus lors de la pointe choisiront le tarif à une période ;
- Faisabilité : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels. Deux exemples significatifs de ce critère : (i) les compteurs doivent disposer du nombre d'index requis et (ii) les signaux de pointe mobile doivent pouvoir être décidés, activés, acheminés et reçus ;
- Progressivité : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de factures pour certains utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires actuelles ne reflètent pas les coûts de réseau avec un haut degré de finesse. Les modifications introduites par un nouveau tarif doivent être progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions du TURPE. En outre, il n'est pas souhaitable que les évolutions de structure conduisent à des augmentations de facture manifestement excessives au regard de la capacité d'adaptation des utilisateurs.

### 1.3 Cadre de régulation incitative pour le TURPE 5 HTB

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que la CRE, dans ses décisions relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, « *peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité* ».

<sup>16</sup> Règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) no 1228/2003

La présente décision tarifaire reconduit les principes généraux du cadre de régulation du TURPE 4 HTB incitant RTE à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts que de la continuité d'alimentation.

Les dispositifs en vigueur au cours du TURPE 4 HTB et reconduits pour le TURPE 5 HTB sont les suivants :

- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> août 2017, avec une évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août de chaque année selon des règles prédéfinies ;
- une incitation à la maîtrise des charges d'exploitation de RTE : ce dernier conservera la totalité des gains ou pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport à la trajectoire définie dans la présente délibération ;
- une incitation à la réalisation effective des dépenses de recherche et développement (R&D).

Sur la base du retour d'expérience du tarif en vigueur et des études externes sur la régulation incitative des infrastructures d'électricité et de gaz naturel en Europe et sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, la CRE renforce certaines incitations existantes et élargit les postes de charges soumis à des incitations :

- introduction d'une incitation à la maîtrise des charges liées à l'achat de l'énergie pour la compensation des pertes électriques sur les réseaux gérés par RTE ;
- introduction d'une incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement avec une régulation incitative sur les coûts des grands projets de développements de réseaux et une régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » ;
- modification du régime d'incitation au développement des interconnexions ;
- introduction d'une incitation à la maîtrise des coûts de constitution des réserves d'équilibrage ;
- renforcement de l'incitation à l'amélioration de la continuité d'alimentation, portant sur la durée et la fréquence des coupures ;
- possibilité de prendre en compte, en cours de période tarifaire, des projets relevant du déploiement des réseaux électriques intelligents.

Par ailleurs, le TURPE 5 HTB prévoit une clause de révision, activable au bout de deux ans de mise en œuvre du présent tarif, visant à examiner les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles pouvant avoir des effets significatifs sur les charges d'exploitation de l'opérateur sur les années 2019 et 2020.

Ce cadre de régulation donne à l'ensemble des parties prenantes la visibilité nécessaire sur l'évolution du tarif de RTE entre 2017 et 2020. Il incite RTE à améliorer son efficacité tout en le protégeant des risques liés, notamment, à l'inflation et aux aléas climatiques influant sur les recettes tarifaires ainsi qu'aux conséquences éventuelles d'évolutions réglementaires sur les années 2019 et 2020.

Ce cadre de régulation a été présenté dans la consultation publique de la CRE du 27 juillet 2016. Une majorité des contributeurs s'est exprimée favorablement sur les orientations de la CRE relatives à ce cadre de régulation.

### **1.3.1 Régulation incitative des dépenses d'investissement et charges nettes d'exploitation hors CRCP**

En préparation du présent tarif, la CRE a analysé les axes d'amélioration possibles du cadre de régulation, afin de mieux inciter RTE à la maîtrise de ses coûts et à la bonne réalisation de ses investissements.

Pour éclairer cette analyse, elle a confié à un consultant extérieur une étude sur les mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe. Cette étude a porté plus spécifiquement sur la régulation des charges d'exploitation et des coûts d'investissement. Cette étude a été publiée dans le cadre des travaux préparatoires au tarif ATRD5<sup>17</sup> de GRDF en 2015.

#### **1.3.1.1 Les charges nettes d'exploitation hors CRCP**

Le dispositif d'incitation de RTE à la maîtrise des charges d'exploitation hors CRCP, introduit par le TURPE 3 et renforcé par le TURPE 4 HTB, est reconduit.

Ainsi, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de RTE est définie sur la période 2017 – 2020. Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par RTE au-delà de la trajectoire fixée par le TURPE 5 HTB seront conservés intégralement par l'opérateur, comme pour le tarif TURPE 4 HTB. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par l'opérateur.

<sup>17</sup> ATRD : Accès des Tiers au Réseau de Distribution

### 1.3.1.2 Les dépenses d'investissement

#### 1.3.1.2.1 Incitation au développement des interconnexions

Comme rappelé ci-dessus, l'article L. 341-3 du code de l'énergie donne la possibilité à la CRE de mettre en place « des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution [...] à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement [...] ».

L'existence de capacités d'échange transfrontalières suffisantes est l'une des conditions d'émergence d'un marché européen intégré de l'électricité. Les interconnexions permettent l'optimisation des ressources du système électrique dans un contexte de fort développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergies intermittentes et contribuent au renforcement de la sécurité d'approvisionnement.

C'est pourquoi la CRE décide de maintenir, tout en l'adaptant, le cadre de régulation introduit par le TURPE 4 HTB, qui visait à inciter financièrement RTE au développement des interconnexions électriques.

Ce mécanisme, présenté dans le cadre de la consultation publique lancée en juillet 2016, a pour objectifs :

- d'inciter à la réalisation des projets d'interconnexion utiles pour la collectivité ;
- d'encourager RTE à mener à bien les investissements dans les meilleures conditions de coûts et à assurer la bonne exploitation de l'ouvrage.

Le mécanisme incitatif repose sur trois incitations distinctes :

- l'incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion se matérialisera par l'attribution d'une prime fixe exprimée en euros et dont le montant sera défini par la CRE en amont de la décision d'engagement de dépenses de RTE en fonction de l'utilité de l'interconnexion pour la collectivité. Cette prime fixe sera calculée à partir d'un taux de partage, entre RTE et la collectivité, du bénéfice net estimé, par la CRE, du projet. Elle sera versée à la mise en service de l'interconnexion, ce qui constitue une incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais.
- l'incitation à la minimisation des coûts de réalisation de l'interconnexion prendra la forme d'une prime ou d'une pénalité. Cette prime ou cette pénalité sera fixée en fonction du différentiel entre le coût cible du projet et le coût réalisé, conformément aux modalités définies dans la présente délibération pour les autres investissements de développement de réseaux (cf. *infra*). Dans le cas où le coût réalisé dépasserait le coût cible, le montant de cette pénalité sur la rémunération globale de RTE pour les projets d'interconnexion sera limité de façon à ce que l'ensemble des incitations cumulées ne puissent conduire à une rémunération des capitaux engagés pour le projet inférieure au CMPC - 1 %.
- l'incitation sur l'utilisation effective de l'ouvrage prendra la forme d'une prime ou d'une pénalité, calculée chaque année, dont le niveau dépendra des flux réalisés par rapport aux flux initialement prévus par la CRE dans le cadre de l'évaluation de l'utilité de l'interconnexion pour la collectivité. Dans l'hypothèse où les flux réalisés seraient inférieurs aux flux prévisionnels, la pénalité ne pourra qu'annuler l'équivalent de l'annuité de la prime définie par la CRE au moment de la décision d'engagement de dépenses. La prime ou la pénalité sera mise en œuvre pendant les 10 premières années d'exploitation de l'infrastructure.

La CRE a présenté ces évolutions dans le cadre de la consultation publique de juillet 2016. La majorité des acteurs est favorable à ces évolutions. RTE ainsi qu'une autre partie prenante sont néanmoins défavorables à la mise en place de l'incitation sur l'utilisation effective de l'ouvrage au motif que l'utilisation de l'interconnexion est indépendante de la volonté de RTE. La CRE considère cependant qu'une incitation fondée sur les flux constatés est nécessaire pour s'assurer qu'une sur-rémunération importante ne sera pas accordée à un projet qui n'aurait *in fine* pas d'utilité pour la collectivité. De plus, le risque introduit par la pénalité variable relative à l'utilisation effective de l'ouvrage reste limité pour RTE, car, comme indiqué ci-dessus, cette pénalité ne peut qu'annuler la prime fixe, et non pas réduire le CMPC.

Enfin, les paramètres utilisés pour le calcul des primes et pénalités seront fixés dans une décision tarifaire *ad hoc* relative à chaque projet concerné, comme cela était le cas dans le cadre du TURPE 4 HTB. A cette fin, RTE fournira à la CRE, au plus tard sept mois avant la décision d'engagement de dépenses, les éléments nécessaires à l'évaluation du bénéfice net du projet pour la collectivité.

#### 1.3.1.2.2 Incitations à la maîtrise des coûts d'investissement

Les écarts de charges de capital de RTE entre les trajectoires prévisionnelle et réalisée sont couverts à 100 % par le tarif à travers le CRCP, ce qui est susceptible de limiter l'incitation de l'opérateur à maîtriser ses coûts d'investissement.

Les charges d'exploitation de RTE sont par ailleurs exclues du périmètre du CRCP (à l'exception de certaines charges relatives aux achats liés au système électrique) et font donc l'objet d'une forte incitation à la maîtrise des coûts. Cette différence de traitement tarifaire entre les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement peut, en théorie, inciter le gestionnaire de réseau à choisir des solutions impliquant des dépenses d'investissement plutôt que des solutions impliquant des charges d'exploitation, dans les cas où elles sont substituables.

La CRE maintient le principe général d'une inscription des investissements dans la BAR sur la base de leurs coûts réels (sous réserve d'éventuels audits de la CRE sur le caractère efficace des dépenses engagées). La CRE introduit toutefois une incitation à la réalisation efficace de certaines dépenses d'investissement de RTE, en mettant en œuvre deux mécanismes distincts portant, d'une part, sur certains investissements de développement de réseaux et, d'autre part, sur les CCN « hors réseaux ».

### Les investissements de développement de réseaux

La présente délibération introduit un mécanisme de régulation incitative dont l'objectif est d'inciter RTE à maîtriser les coûts des principaux projets de développement de réseaux réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage, sans compromettre la réalisation des ouvrages nécessaires pour l'exploitation et la sécurité de son réseau.

L'étude sur la régulation incitative des infrastructures d'électricité et de gaz naturel en Europe montre que des mécanismes de régulation incitative des coûts d'investissement ont déjà été mis en place par plusieurs régulateurs en Europe. Cette étude recommande à la CRE de mettre en place un mécanisme de régulation des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux.

Dans le cadre du tarif ATRD5 de GRDF, une régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux de GRDF a été mise en place. Un mécanisme similaire est mis en œuvre pour la distribution d'électricité dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT qui entrera en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2017.

Dans le cas de la distribution de gaz et d'électricité, la modélisation proposée permet d'estimer de façon satisfaisante la valeur totale d'un nombre important d'immobilisations. En effet, si le modèle utilisé ne permet pas de tenir compte de l'ensemble des facteurs influant sur le coût d'un ouvrage, le nombre important de projets mis en service en distribution permet de compenser les erreurs individuelles.

Dans le cas du transport, RTE considère que les caractéristiques techniques de ses ouvrages (domaines de tension, capacités de transit, contraintes techniques d'occupation des sols et sous-sols, contraintes géographiques dans les territoires traversés, etc.) sont telles que leur coût de réalisation est très variable. En outre, le faible nombre de projets mis en service chaque année par RTE ne permet pas la compensation des erreurs de prévision individuelles. RTE n'a donc pas proposé à la CRE des éléments techniques permettant de mettre en œuvre une régulation fondée sur les coûts unitaires.

En conséquence et compte tenu de la complexité du sujet, la CRE n'est pas en mesure de mettre en œuvre une régulation incitative des coûts unitaires pour le TURPE 5 HTB. Elle demande à RTE de mettre en place un suivi approfondi des coûts unitaires de ses investissements de façon à être en mesure de lui transmettre des propositions d'indicateurs de suivi des coûts unitaires en vue du prochain tarif.

La CRE souhaite néanmoins renforcer l'incitation de RTE à la maîtrise des coûts d'investissement. Pour cela, elle adopte les principes suivants pour les investissements de développement de réseaux (hors raccordement) d'un montant supérieur à 30 M€, et dont la décision d'engagement des dépenses serait postérieure à la délibération de la CRE approuvant le programme d'investissement pour l'année 2017 :

- préalablement à la décision d'engagement de dépenses, la CRE auditera le budget présenté par RTE et fixera un budget cible ;
- quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par RTE, l'actif entrera dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par RTE pour ce projet se situent entre 90 % et 110 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, RTE bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT sont supérieures à 110 % du budget cible, RTE supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget cible.

Ce dispositif a été présenté dans le cadre de la consultation publique de juillet 2016. Une majorité des parties prenantes y est favorable. RTE ainsi qu'une autre partie prenante préféreraient néanmoins une mise en œuvre expérimentale pendant la période du TURPE 5 HTB (sans incitation), et se sont exprimés en défaveur de l'application du mécanisme aux projets déjà décidés mais pour lesquels les travaux n'ont pas encore été engagés.

La CRE considère qu'il est nécessaire de mettre en place dès que possible une régulation incitative sur les grands projets d'investissement de RTE. Elle maintient donc sa position concernant une mise en œuvre effective dès le TURPE 5 HTB. En ce qui concerne les projets dont la décision d'engagement de dépenses a été prise avant la date de publication de la présente délibération, elle demande à RTE de mettre en place et de lui transmettre un suivi du budget de ces investissements.

Le nombre de projets (hors raccordement) concernés au cours de la période du TURPE 5 HTB est d'environ 10 pour un montant total de 1,3 Md€, soit environ 22 % du total des investissements de RTE. 3 d'entre eux, d'un montant supérieur à 100 M€, représentent environ 68 % des dépenses.

En outre, un audit portant sur le processus de décision des projets d'investissement, le mode d'élaboration par RTE du coût prévisionnel des projets et le suivi par RTE du coût de réalisation de ses ouvrages, sera réalisé par la CRE.

### Les investissements « hors réseaux »

La présente délibération introduit un mécanisme incitant RTE à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information. Ces postes de charges étant, par nature, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation, le mécanisme retenu incite RTE à optimiser globalement l'ensemble des charges dans l'intérêt des utilisateurs de réseaux.

Le mécanisme retenu consiste à définir, pour la période du TURPE 5 HTB, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seront exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés seront donc conservés à 100 % par RTE (ou à sa charge).

Tout au long de la période du TURPE 5 HTB, les charges de capital pour ces catégories d'actifs seront calculées à partir des valeurs comptables prévisionnelles définies par la présente délibération. En fin de période, la valeur effective de ces immobilisations sera prise en compte dans la BAR ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage de gains et une mutualisation des surcoûts avec les utilisateurs.

Le projet SI lié au déploiement du projet RINGO est exclu du mécanisme du fait de l'incertitude quant à son budget et à son calendrier de réalisation effective durant la période du TURPE 5 HTB. Les charges de capital de ce projet demeureront couvertes à 100 % au CRCP.

La CRE mènera une analyse *ex post* des trajectoires de mise en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes.

Le montant des investissements soumis à cette régulation incitative est de 831 M€ soit environ 14 % du total des investissements prévus par RTE au cours de la période du TURPE 5 HTB.

La majorité des parties prenantes qui se sont exprimées sur ce sujet lors de la consultation publique de juillet 2016 est favorable au mécanisme proposé par la CRE pour le contrôle des charges d'exploitation et de capital hors réseau.

RTE a néanmoins exprimé le souhait d'un partage des gains (ou des pertes) entre les utilisateurs (30%) et l'entreprise (70%). La CRE estime toutefois qu'une plus grande mutualisation des gains et des surcoûts réduirait l'intérêt de ce dispositif.

### **1.3.2 Régulation incitative des charges relatives à la compensation des pertes**

En application des dispositions de l'article L. 321-11 du code de l'énergie, RTE négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix les contrats permettant la couverture des pertes, selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés.

Les pertes électriques de RTE représentent pour la période du TURPE 4 HTB environ 11 TWh par an soit une charge annuelle 516 M€ par an en moyenne, c'est-à-dire environ 11 % du revenu autorisé. La couverture des pertes par RTE constitue donc un enjeu financier important.

Le coût des pertes a vocation à être couvert au moins en partie par le CRCP car il peut varier significativement en fonction de facteurs sur lesquels RTE n'a pas d'influence : d'une part, les volumes peuvent fluctuer en fonction des conditions climatiques, de la croissance de la consommation, et des plans de production et, d'autre part, les prix sur les marchés de gros peuvent évoluer.

Le TURPE 3 incluait une incitation portant sur le prix d'achat des pertes. Le coût moyen d'achat de RTE était comparé au prix de cotation moyen des produits à terme sur le marché. Cette incitation a été supprimée pour le TURPE 4 HTB, en raison de la difficulté à prendre en compte l'ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique).

En complément des possibilités d'optimisation du prix d'achat des pertes, RTE dispose de certains leviers pour réduire le volume des pertes tels que ses choix d'investissement ou ses actions sur la topologie et les conditions d'exploitation du réseau.

Compte tenu de l'importance de ce poste de coût, la CRE estime nécessaire de s'assurer que RTE mette en œuvre ses meilleurs efforts pour le minimiser.

Ainsi, dans le cadre de la consultation publique de juillet 2016, la CRE a proposé le dispositif suivant :

- pour chaque année de la période du TURPE 5 HTB, un montant annuel de pertes de référence est déterminé *ex post* à partir d'un volume de référence, proportionnel au niveau des injections totales sur le réseau de transport, et d'une stratégie d'achats de référence fondée sur les prix de marché effectivement constatés sur la période ;
- l'écart entre ce montant annuel de référence et les charges réelles de RTE pour ce poste d'achat est couvert à 80 %. Les 20 % restant constituent donc un gain (une perte) pour RTE en cas de charges réelles inférieures (supérieures) au montant annuel de référence. L'écart entre ce nouveau montant de référence annuel et les charges initialement prévues par le tarif est intégralement couvert à travers le CRCP.

La majorité des contributeurs à la consultation publique de juillet 2016 est favorable au mécanisme proposé par la CRE. Toutefois, RTE, s'il est favorable à une régulation incitative portant sur le coût d'achat des pertes, est opposé à la mise en œuvre d'incitations financières sur les volumes. Il estime ne pas disposer de levier d'action à la hauteur des autres facteurs dimensionnants (niveau et localisation de la consommation, plans de production, transits internationaux). Par ailleurs, RTE souligne également dans sa réponse que l'objectif de minimisation des volumes des pertes peut entrer en contradiction avec d'autres objectifs d'exploitation du système électrique. Enfin, il estime que la cible proposée fondée sur l'historique ne prend pas en compte les évolutions structurelles qui conduiraient à une augmentation de ce taux.

La CRE reconnaît que la performance de RTE dans le court terme peut être soumise à des aléas au pas horaire et que RTE n'a pas une maîtrise complète des volumes des pertes. Pour autant, RTE dispose de marges de manœuvre et l'objectif fixé par la CRE au niveau annuel modère les risques associés à la dispersion qui peut être constatée au pas horaire.

Le fait pour RTE de devoir poursuivre plusieurs objectifs lorsqu'il développe, entretient et exploite le réseau est inhérent à son activité. En outre, les objectifs d'exploitation du système électrique qui pourraient, selon RTE, être mis à mal du fait d'une régulation sur les volumes des pertes (soit la qualité de l'alimentation électrique, les niveaux de congestions, les capacités allouées aux interconnexions) font par ailleurs l'objet d'incitations ou d'un suivi.

Par ailleurs, l'article 15 de la directive 2012 /27/UE relative à l'efficacité énergétique<sup>18</sup>, dispose que « *les États membres veillent à ce que les gestionnaires de réseau soient incités à améliorer l'efficacité au niveau de la conception et de l'exploitation des infrastructures* » et que « *Les États membres veillent à ce que les autorités nationales de régulation de l'énergie tiennent dûment compte de l'efficacité énergétique dans l'exercice des tâches de régulation prévues par les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE en ce qui concerne leurs décisions relatives à l'exploitation des infrastructures de gaz et d'électricité* »<sup>19</sup>.

A ce titre, les dispositions de l'article L. 321-6-1 du code de l'énergie, telles qu'insérées par l'article 184 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), prévoient désormais que le GRT d'électricité est notamment chargé de mettre en œuvre « *des actions d'efficacité énergétique* ». La réduction du volume de pertes électriques participe de cet objectif.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE décide de mettre en place des incitations portant sur la maîtrise des charges relatives à la compensation des pertes, avec un taux d'incitation réduit à 10 % pour la partie relative au volume de pertes, compte tenu des marges de manœuvre partielles dont dispose RTE et de la nouveauté du dispositif.

Cette incitation se fonde sur la comparaison chaque année entre :

- un prix unitaire de référence annuel et le prix unitaire constaté des pertes de RTE ;
- un volume de référence et le volume constaté des pertes de RTE.

Le prix unitaire de référence annuel  $P_{référence}$  est déterminé chaque année à partir des prix de marché constatés pour un panier de produits de référence tel que défini dans une annexe confidentielle à la présente délibération.

<sup>18</sup>Directive 2012/27/UE du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique, modifiant les directives 2009/125/CE et 2010/30/UE et abrogeant les directives 2004/8/CE et 2006/32/CE

<sup>19</sup> Ces dispositions ont été transposées en droit français par l'article 184 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, ainsi que par le décret n° 2015-1442 du 6 novembre 2015 relatif à l'évaluation du potentiel d'efficacité énergétique des réseaux d'électricité et des infrastructures de gaz.



Le volume de référence  $V_{référence}$  est déterminé chaque année par le produit entre le taux de pertes de référence, fixé à 2,1 %, et le volume des injections totales du réseau de transport.

Pour chaque année, le montant des pertes couvert par le tarif est défini *ex post* à partir du coût constaté de RTE :

- (i) augmenté ou diminué de 20 % de la performance de RTE lié au coût d'achat des pertes (*Performance de RTE<sub>coût des pertes</sub>*) ;
- (ii) augmenté ou diminué de 10 % de la performance de RTE lié au volume de pertes (*Performance de RTE<sub>volume des pertes</sub>*).

avec :

$$Performance\ de\ RTE_{coût\ des\ pertes} = (P_{référence} - P_{constaté}) * V_{constaté}$$

$$Performance\ de\ RTE_{volume\ des\ pertes} = (V_{référence} - V_{constaté}) * P_{référence}$$

L'écart entre le montant des pertes couvert par le tarif et le coût constaté de RTE ne peut excéder 10 M€ par an.

Ce dispositif permet de protéger RTE contre les variations de facteurs tels que le climat, les prix de marché sur lesquels il n'a pas de prise et de prendre en compte ses spécificités tout en l'incitant à limiter la hausse du coût d'achat des pertes.

Enfin, la CRE maintient le dispositif de suivi des actions entreprises par RTE pour contenir le taux de pertes sur le réseau qu'il exploite mis en place au cours de la période du TURPE 4 HTB.

### 1.3.3 Régulation incitative des charges d'exploitation liées à la constitution de réserves d'équilibrage

#### 1.3.3.1 Harmonisation des modes de financement des réserves d'équilibrage

En application des dispositions de l'article L. 321-11 du code de l'énergie, RTE veille à la disponibilité et à la mise en œuvre des réserves nécessaires au fonctionnement du réseau. RTE constitue ainsi des réserves par contractualisation en amont du temps réel (services système et réserves rapide et complémentaire) ou par activation d'offres sur le mécanisme d'ajustement, pour reconstituer les services système ou les marges à échéance.

Pendant la période du TURPE 4 HTB, le financement des réserves d'équilibrage a été porté par différents véhicules :

- les coûts de constitution des services système fréquence (réserves primaire et secondaire), ainsi qu'une partie des coûts de leur reconstitution<sup>20</sup>, étaient financés par le TURPE soutirage ;
- les coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire étaient financés par un prélèvement proportionnel aux soutirages physiques des responsables d'équilibre fournisseurs, matérialisé par un « coefficient c » ;
- les coûts additionnels engendrés par l'activation d'une offre d'ajustement en dehors de la présence économique (dit « surcoûts » par la suite), au motif de la reconstitution des marges et, pour partie, de la reconstitution des services système<sup>21</sup>, étaient financés par la communauté des responsables d'équilibre en écarts *via* le « facteur k ».

L'ensemble de ces coûts représente pour la période du TURPE 4 HTB une charge annuelle de 257 M€ par an en moyenne.

Dans le cadre des différentes consultations publiques qu'elle a menées sur le TURPE 5 HTB, la CRE a indiqué sa volonté d'harmoniser les modes de financement de l'ensemble des réserves, en les incluant toutes dans le périmètre des charges couvertes par le TURPE.

RTE n'est pas favorable à une telle évolution et considère en particulier que les surcoûts liés à la reconstitution des marges doivent continuer à être portés par les responsables d'équilibres. La majorité des autres parties prenantes s'est déclarée favorable à l'harmonisation du mode de financement des réserves au sein du TURPE.

La CRE estime que les réserves ont une vocation assurantielle qui bénéficie à l'ensemble des acteurs du système électrique, ce qui justifie de faire porter ces coûts par l'ensemble des utilisateurs. Ainsi, la présente délibération prévoit que le TURPE finance, pour la période 2017-2020, les charges relatives à la constitution de l'ensemble des réserves d'équilibrage, c'est-à-dire :

<sup>20</sup> Quand la tendance du système était à la hausse, les coûts de reconstitution étaient portés par le TURPE 4 HTB.

<sup>21</sup> Quand la tendance du système était à la baisse, les coûts de reconstitution étaient portés par les responsables d'équilibre.

- les coûts de constitution des services système fréquence (réserves primaire et secondaire) ;
- les coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire ;
- les coûts additionnels engendrés par l'activation d'une offre d'ajustement en dehors de la présence économique, au motif de la reconstitution des marges et des services système.

### 1.3.3.2 Régulation incitative

Des réformes liées à la modification du cadre juridique européen<sup>22</sup> et à la mise en œuvre de la LTECV sont en cours. Elles pourront avoir des conséquences significatives sur les modalités de constitution des réserves d'équilibrage, comme par exemple les dispositifs de partage et d'échange de réserves entre GRT.

Etant donné le rôle crucial de ces réserves dans le fonctionnement du système électrique, la CRE considère qu'il est fondamental de définir un cadre de régulation permettant à RTE d'exercer sa mission d'équilibrage du système sans porter atteinte à sa sûreté, tout en veillant à maîtriser les charges associées.

RTE dispose de peu de leviers pour agir sur les prix des réserves, notamment dans un contexte où la contractualisation de certains types de capacités, comme la réserve primaire, va évoluer d'un système prescriptif à prix régulé vers un système reposant sur un prix de marché, potentiellement volatil. Ainsi, la CRE considère qu'il est pertinent de couvrir à 100 % RTE contre l'« effet prix » des coûts de constitution des réserves.

S'agissant des volumes de réserves, la CRE souhaite inciter RTE à maîtriser le volume des réserves d'équilibrage sans porter atteinte à la sécurité du système.

Concernant la contractualisation des réserves d'équilibrage, RTE demandait dans son dossier tarifaire initial une hausse significative des volumes. La CRE considère que cette hausse n'est pas justifiée à ce jour. En conséquence, elle retient une trajectoire stable mais introduit la possibilité pour RTE de demander, au cours de la période du TURPE 5 HTB, une hausse de ces volumes<sup>23</sup>. En cas d'accord de la CRE, la trajectoire sera révisée en conséquence et les coûts associés couverts à 100 % au CRCP.

Par ailleurs, RTE a également recours au mécanisme d'ajustement pour activer des offres ayant une vocation assurantielle : il s'agit des offres activées au motif de la reconstitution des services système quand RTE réévalue son besoin<sup>24</sup> et de la reconstitution des marges. Dans ce cas, il est difficile de prévoir avec suffisamment de fiabilité la trajectoire de volumes de réserves que RTE constituera sur le mécanisme d'ajustement, puisque leur dimensionnement est imposé par les contraintes du système analysées à l'échéance journalière. En conséquence, les coûts de reconstitution des services système (au motif d'une évolution du besoin de RTE) et des marges sont inclus à 100 % au CRCP. Si elle l'estime nécessaire, la CRE pourra, comme pour tout poste inscrit au périmètre du CRCP, auditer le niveau de ces surcoûts au cours de l'exercice tarifaire. Les conséquences financières des audits conduits par la CRE seront prises en compte à travers le CRCP.

Par ailleurs, des indicateurs de suivi des volumes activés sur le mécanisme d'ajustement pour les motifs de reconstitution des services système et des marges seront mis en place. Ces indicateurs seront définis de manière précise au premier semestre 2017 dans le cadre des travaux relatifs à la Feuille de Route de l'équilibrage du système électrique français.

Enfin, dans le cas où l'ensemble des évolutions en volume conduirait à une baisse du coût global des réserves par rapport à un coût de référence fondé sur une cible de volumes constitués (par contractualisation et par activation sur le mécanisme d'ajustement), RTE conserverait 50 % de cet écart de coût. Les volumes de référence

<sup>22</sup> Un projet de règlement européen établissant une ligne directrice pour l'intégration des marchés de l'équilibrage est actuellement en cours de développement et devrait être adopté par les Etats Membres d'ici la fin de l'année 2016, à l'issue du processus de comitologie.

<sup>23</sup> Par exemple, dans le cas du raccordement d'un groupe de production dimensionnant pour la constitution des réserves, tel l'EPR de Flamanville.

<sup>24</sup> Le dimensionnement de la réserve secondaire dépend de l'estimation de la consommation française et des exports par pas demi-heure.

Il convient de noter que, si RTE réévalue au cours de la journée de livraison son besoin en réserve secondaire, il reconstitue cette réserve en appelant des offres sur le mécanisme d'ajustement. Quand RTE active une offre d'ajustement en dehors de la présence économique, pour ce motif, les coûts additionnels afférents, qualifiés de « surcoûts services système » sont portés par le TURPE.

RTE peut également être amené à appeler des offres sur le mécanisme d'ajustement pour reconstituer les services système fréquence 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. Ces surcoûts sont également portés par le TURPE mais sont compensés par une indemnité perçue par RTE visant à couvrir ces surcoûts.

Ce mécanisme est décrit dans la délibération de la CRE du 3 décembre 2015 :

<http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/regles-services-systeme3>

Ainsi, dans la suite du texte, les « surcoûts service système » feront référence uniquement aux surcoûts de reconstitution des réserves lorsque RTE active des offres au motif que son besoin en réserve secondaire a évolué entre le moment de la constitution des réserves (après-midi du J-1) et le temps réel.

Les autres surcoûts, générés 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, sont pris en charge par le TURPE et traités de manière identique aux pénalités mises en œuvre pour les compenser.

ainsi que les modalités de calcul du coût global de référence et du coût global constaté sont détaillés dans la partie 3.3.4.5.1.

La CRE a présenté ce dispositif dans la consultation publique de juillet 2016. RTE a estimé que le dispositif de régulation incitative représentait un compromis satisfaisant. Cependant, la majorité des parties prenantes s'est déclarée réservée ou défavorable à la mise en œuvre du cadre de régulation incitative sur le volume de réserves. Certains estiment que ce mécanisme se fera au détriment des revenus dont ils bénéficient pour la fourniture de ces réserves.

La CRE rappelle que l'objectif de la contractualisation des réserves n'est pas d'assurer un niveau minimal de rémunération des producteurs, mais de répondre à un besoin technique exprimé par RTE dans les meilleures conditions économiques. En conséquence, la CRE décide de mettre en œuvre le dispositif présenté en consultation publique dans la présente délibération tarifaire.

La CRE demande à RTE de lui soumettre, d'ici le 10 novembre 2016, une proposition de règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement, intégrant le transfert du financement de la contractualisation des réserves rapide et complémentaire et des surcoûts liés à la reconstitution des marges, du compte ajustement écarts au TURPE.

### 1.3.4 Régulation incitative de la continuité d'alimentation

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que la CRE « peut prévoir [...] des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité [...] ».

Depuis le TURPE 3, un mécanisme de régulation incitative de la continuité d'alimentation est en vigueur pour RTE. Il vise à garantir que les gains de productivité réalisés par RTE n'ont pas pour contrepartie une baisse de la qualité d'alimentation. Ce dispositif a été légèrement renforcé en 2013 lors de l'entrée en vigueur du TURPE 4 HTB, avec l'extension du périmètre des incitations à la fréquence moyenne de coupure et l'augmentation du plafond des incitations à 30 M€. Il est fondé sur un schéma incitatif progressif de forme logarithmique.

La CRE a fait réaliser une étude externe afin d'effectuer un bilan du cadre de régulation mis en place pour le TURPE 4 HTB et de faire évoluer le cas échéant celui du TURPE 5 HTB.

La présente décision tarifaire reconduit le dispositif en vigueur de régulation incitative de la continuité d'alimentation tout en renforçant les incitations par rapport au TURPE 4 HTB.

La majorité des contributeurs à la consultation publique de juillet 2016 est favorable aux évolutions envisagées par la CRE. RTE partage les modifications envisagées par la CRE sous réserve que soient exclus du dispositif les « incidents multiples », causés par le dysfonctionnement de plusieurs ouvrages, afin d'éviter une incitation inefficace à la réduction d'évènements rares. A défaut, RTE demande le maintien d'une incitation logarithmique.

La CRE estime que les coupures dues au dysfonctionnement d'un ou plusieurs ouvrages pénalisent de la même façon les utilisateurs. En outre, le RPT est dimensionné pour faire face, sans coupure, à la défaillance d'une infrastructure de réseau. Exclure les incidents multiples de l'incitation n'est donc pas adapté. Par conséquent, la CRE décide de mettre en œuvre les évolutions proposées dans sa consultation publique, en particulier concernant la forme linéaire de l'incitation.

Compte tenu du retour d'expérience du TURPE 4 HTB et des résultats de l'étude externe menée par la CRE, les modifications introduites, pour le TURPE 5 HTB, par la présente délibération sont les suivantes :

- le schéma incitatif évolue vers une forme linéaire. Cette forme d'incitation permet d'améliorer le signal envoyé à RTE. Néanmoins, afin de centrer le mécanisme en espérance, la CRE a pris en compte les évènements atypiques ou extrêmes dans la détermination de la cible du temps de coupure ;
- les cibles de référence sont fixées à :
  - 2,8 minutes pour le temps de coupure au lieu de 2,4 minutes dans le TURPE 4 HTB ;
  - 0,46 pour la fréquence de coupure au lieu de 0,6 dans le TURPE 4 HTB.
- le montant de l'incitation annuelle est portée à 75 % de l'END, soit 17 M€ par minute pour le temps de coupure moyen par utilisateur par an et 10,9 M€ par 0,1 point de coupure moyenne par utilisateur par an pour la fréquence de coupure.

Afin de tenir compte du risque financier pour RTE lié à ce dispositif de régulation, la CRE fixe le plafond/plancher global à  $\pm 45$  M€ par an.

Outre ces évolutions, la CRE décide d'intégrer les coupures issues du RPT dans le mécanisme de pénalités pour les coupures longues des GRD qui peuvent affecter les utilisateurs<sup>25</sup>. En moyenne, entre 2009 et 2015, la prise en compte de ces coupures dans ce mécanisme aurait conduit RTE à verser aux GRD environ 7,5 M€ par an.

Par conséquent, la CRE intègre, dans les charges à couvrir par RTE, le montant annuel d'indemnités qu'aura, en espérance, à verser RTE aux GRD, soit 7,5 M€. 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.

RTE a exprimé des réserves sur cette mesure lors de la consultation publique de la CRE. Selon RTE, elle ne doit pas conduire à une pénalisation excessive. La CRE estime que la mise en œuvre d'un plafond de 15 M€ au-delà duquel le coût des indemnités est inclus au CRCP, permet d'éviter à RTE d'être exposé à un risque disproportionné.

### 1.3.5 Qualité de service

En application de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE peut prévoir des dispositions incitatives appropriées pour encourager les gestionnaires de réseaux à améliorer leurs performances.

Aucune régulation incitative de la qualité de service n'a été mise en place dans les précédents TURPE pour RTE.

Toutefois, RTE effectue un suivi de la qualité de service à travers deux types de dispositif :

- une enquête de satisfaction réalisée tous les deux ans ;
- cinq indicateurs de suivi portant sur :
  - les réclamations clients (taux de réponses dans les délais) ;
  - les seuils d'engagements relatifs à la qualité de l'électricité (QDE) portant sur le respect des engagements contractuels ;
  - les délais de réalisation d'une intervention de dépannage sur un compteur ;
  - l'accès au marché (taux de disponibilité des portails du mécanisme d'ajustement et fiabilité des données de tendance du mécanisme d'ajustement) ;
  - les raccordements (mise en service et transmission des propositions techniques et financières dans les délais).

Dans sa consultation publique, la CRE a indiqué ne pas envisager à ce stade de mettre en œuvre des indicateurs de qualité de service incités financièrement dans le TURPE 5 HTB, compte tenu notamment des résultats satisfaisants des indicateurs de suivi de RTE. Toutefois, elle a estimé souhaitable de renforcer la transparence sur ce sujet en proposant que RTE publie et présente chaque année, par exemple dans le cadre du Comité des Clients Utilisateurs de RTE (CURTE), les résultats de ses indicateurs et des enquêtes de satisfaction.

La majorité des répondants considère que la qualité de service de RTE est un enjeu important pour le fonctionnement du marché. En particulier, une association de fournisseur a souligné la nécessité d'une excellente disponibilité de l'outil de transmission des ordres d'ajustement ainsi que l'importance de la fiabilité de la publication du prix de règlement des écarts.

Sur la base de ces éléments, la CRE demande à RTE de publier, une fois par an, les indicateurs de suivi de la qualité de service susmentionnés ainsi que les résultats de l'enquête de satisfaction. Lors de la première publication, les résultats des trois années précédentes seront rappelés. De plus, la CRE demande à RTE, qu'au moins une fois par an, les résultats des indicateurs de qualité de service soient discutés au sein du CURTE afin d'identifier les enjeux principaux s'agissant du suivi de la qualité de service.

En outre, la CRE demande à RTE d'engager, dans le cadre du CURTE, une concertation sur des propositions de nouveaux indicateurs de qualité de service, concernant notamment la disponibilité de l'outil de transmission des ordres d'ajustement et le suivi des prix de règlement des écarts.

### 1.3.6 Régulation du raccordement des éoliennes en mer

En 2011 et 2013, six projets de développement de parcs éoliens en mer de 450 à 500 MW chacun à Fécamp, Courseulles, St-Nazaire, St-Brieuc, Dieppe-Le Tréport et Yeu-Noirmoutier ont fait l'objet d'appels d'offres, remportés par différents consortiums : EMF (EDF Energies Nouvelles et Enbridge), AM (Iberdrola et RES) et LEM (Engie et EDP R).

La ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, par une lettre du 24 juin 2016, a complété ses orientations en matière de politique énergétique et a demandé à la

<sup>25</sup> cf. Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 octobre 2016 portant projet de décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT, paragraphe 1.3.3.2.

CRE une évolution du cadre de régulation pour que le risque associé à la réalisation des ouvrages de raccordement en mer puisse être porté par RTE. La ministre estime en effet que « *la réalisation de ces projets, qui mobilise des financements très importants, nécessite que les risques, en particulier ceux afférant aux délais de réalisation des ouvrages de raccordement, soient précisément encadrés et les conditions d'indemnisation des producteurs précisément définies* ». En particulier et compte tenu des éléments de comparaison internationale connus, elle considère que « *dans la mesure où le gestionnaire de réseau est responsable de la réalisation des ouvrages de raccordement, il est nécessaire, pour permettre la réalisation de projets complexes, comme les parcs éoliens en mer, que le cadre de régulation français évolue pour que le risque puisse être porté par le gestionnaire de réseau et que le TURPE intègre donc au moins une partie du risque correspondant, notamment en cas d'indisponibilité longue des ouvrages de raccordement* ».

La CRE sera prochainement saisie par RTE, vraisemblablement à l'automne 2016, pour approbation des évolutions que RTE envisage de mettre en œuvre pour adapter ou compléter les conditions de raccordement des installations de parcs éoliens en mer. Ces propositions d'évolutions, qui seront issues d'une concertation que RTE a lancée auprès des producteurs, pourraient notamment porter, d'une part, sur l'ajout d'un addendum visant à compléter les conditions générales et les conditions particulières pour prendre en compte certaines spécificités des travaux maritimes et de leur contractualisation et, d'autre part, sur la création d'une prestation annexe payante pour les producteurs mettant à la charge de RTE des pénalités en cas d'avarie de la partie sous-marine du raccordement pendant la phase d'exploitation.

À la suite de cette saisine, la CRE organisera une consultation publique sur l'ensemble de ces propositions.

Certains lauréats des appels d'offres demandent, en complément de ces évolutions, une indemnisation allant substantiellement au-delà des dispositions prévues au moment des appels d'offres par le modèle de convention de raccordement, en cas de retards de raccordement d'une durée supérieure à 12 mois, ainsi que la mise en place d'indemnisations dans les cas d'avaries de longue durée pendant la phase d'exploitation.

La CRE avait indiqué lors de la consultation publique de juillet 2016 qu'aucun des éléments dont elle disposait ne lui permettait de considérer que les règles de partage des risques entre RTE et les producteurs n'étaient pas connues par les candidats au moment des appels d'offres de 2011 et 2013 et que les lauréats n'aient donc pas pu proposer leurs offres en connaissance de cause<sup>26</sup>. En conséquence, la CRE s'interrogeait sur le bien-fondé d'une révision du partage des responsabilités entre les lauréats de ces appels d'offres passés et RTE en cas de retards importants des travaux de raccordement ou d'avaries de longue durée en exploitation.

Toutefois, la CRE considèrerait qu'une évolution du partage des responsabilités pourrait être envisagée par le gouvernement pour les appels d'offres à venir. En tout état de cause, un partage plus clair des risques entre les producteurs et le responsable du raccordement, dans les cas de retard important du raccordement ou d'avaries de longue durée, devrait être défini pour ces futurs appels d'offres et serait de nature à en réduire sensiblement le coût.

Douze parties prenantes, dont RTE et trois producteurs, se sont prononcées sur ce sujet dans leur réponse à la consultation publique. La majorité des contributeurs s'accorde sur la nécessité de mieux préciser les responsabilités des producteurs et du GRT. RTE estime par ailleurs que, pour les appels d'offres à venir, la réalisation des raccordements en mer relève pleinement de ses missions.

S'agissant des appels d'offres passés, la majorité des répondants partage les interrogations de la CRE quant au bien-fondé d'une révision du partage des responsabilités entre RTE et les producteurs. Les producteurs estiment au contraire que toutes les règles de partage des risques n'étaient pas fixées au moment des appels d'offres et que ces risques n'ont donc pas été pris en compte dans la construction de leurs offres. Ils demandent que les pénalités en cas d'indisponibilité ou de retard de raccordement soient significativement augmentées et que les conséquences financières pour RTE soient prises en compte par le tarif au travers d'un mécanisme tel que le CRCP. Sans se prononcer sur le bien-fondé d'une évolution du partage des responsabilités, RTE demande une couverture tarifaire *ex post* via le CRCP des éventuelles pénalités nouvelles dont il pourrait être amené à supporter la charge.

En l'absence d'éléments d'analyse nouveaux et d'évolution du cadre réglementaire, la CRE ne fait pas évoluer, pour le TURPE 5 HTB, le cadre de régulation relatif aux raccordements. En tout état de cause, la présente délibération prévoit une clause de rendez-vous portant sur les charges nettes d'exploitation selon les modalités décrites au paragraphe 1.3.9.

<sup>26</sup> <http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appele-d-offres-portant-sur-des-installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-en-france-metropolitaine2/liste-des-reponses-rendues-publiques-le-04-novembre-2013> (cf questions 18, 19 et 27)  
<http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appele-d-offres-portant-sur-des-installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-en-france-metropolitaine/liste-des-reponses-rendues-publiques-le-08-decembre-2011> (cf questions 4, 41 et 42)

### 1.3.7 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D) et des réseaux électriques intelligents

La CRE attache une importance particulière au développement des réseaux électriques intelligents (*Smart grids*). Elle a lancé un ensemble d'initiatives associant les parties prenantes afin d'alimenter la réflexion collective sur ce sujet, et a publié, dans sa délibération du 12 juin 2014<sup>27</sup>, des recommandations d'évolution des cadres juridique, technique et économique, visant à :

- favoriser le développement de nouveaux services pour les utilisateurs du RPT;
- accroître la performance des réseaux publics d'électricité ;
- contribuer à la performance globale du système électrique.

Cette délibération prévoit notamment que les gestionnaires de réseau transmettent chaque année à la CRE des feuilles de route « *Smart grid* », décrivant leur travaux de mise en œuvre des recommandations de la CRE. Ces feuilles de route sont publiées chaque année par la CRE.

S'agissant des aspects tarifaires des sujets de R&D et de déploiement des réseaux électriques intelligents, le TURPE 5 HTB donne à RTE les ressources nécessaires pour mener à bien ces projets, et incite RTE pour que ces ressources soient utilisées efficacement.

#### 1.3.7.1 Régulation incitative de la R&D

##### 1.3.7.1.1 Dispositif de régulation incitative

La présente délibération reconduit le dispositif de régulation incitative mis en œuvre par le TURPE 4, destiné à donner à RTE les moyens pour mener à bien les projets de R&D et d'innovation nécessaires à la construction des réseaux électriques de demain, en garantissant notamment que RTE est incité à engager des projets de R&D et à réaliser des investissements innovants.

Les charges d'exploitation de R&D prévues mais non engagées seront restituées aux utilisateurs en étant prise en compte dans le périmètre du CRCP.

Les investissements de R&D et d'innovation, notamment dans le domaine des réseaux électriques intelligents, sont couverts en intégralité comme les autres dépenses d'investissement de RTE.

A cet effet, RTE transmettra à la CRE avant la fin du premier trimestre de chaque année calendaire N, un bilan au titre de l'année N-1, qui pourra faire l'objet d'un audit régulier. Les éventuels écarts annuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle devront être justifiés par RTE dans le cadre du bilan annuel transmis à la CRE.

Par ailleurs, la CRE publie tous les deux ans un rapport sur la politique de R&D et d'innovation menée par RTE. Ce rapport complète les outils de communication déjà mis en place par la CRE, notamment dans le domaine des réseaux électriques intelligents. Il est destiné à donner aux parties prenantes de la visibilité sur la politique de R&D et d'innovation menée par RTE et financée par le TURPE. À ce titre, la CRE a publié en novembre 2015 le rapport présentant l'avancement des travaux de R&D de RTE de l'année 2014<sup>28</sup>.

Une description des programmes de R&D prévus par RTE pour la période du TURPE 5 HTB est fournie en annexe.

Ce cadre de régulation a été présenté dans la consultation publique de juillet 2016 et a obtenu l'assentiment de la quasi-totalité des parties prenantes.

##### 1.3.7.1.2 Traitement tarifaire des dépenses de R&D

Les dépenses de R&D du TURPE 5 HTB sont minorées des subventions obtenues. Ainsi, si RTE obtient un surcroît de subventions, celui-ci pourra être utilisé pour financer ses activités de R&D.

RTE a présenté, pour la période du TURPE 5 HTB, la trajectoire de dépenses de R&D suivante :

#### Dépenses prévisionnelles de R&D de RTE (subventions incluses)

En M€ courants	2015	2017	2018	2019	2020	Total
TURPE 5	28.1	34	35	36	37	141

<sup>27</sup> Délibération de la CRE du 12 juin 2014 portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension : <http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/smart-grids-recommandations-sur-leur-developpement>

<sup>28</sup> <http://www.cre.fr/documents/publications/etudes/rte-bilan-du-programme-de-r-d-annee-2014/consulter-le-document>

Ce budget présente une augmentation de 30 % par rapport à la trajectoire du TURPE 4 HTB. Le programme de RTE reprend la plupart des programmes de R&D du TURPE 4 HTB. Néanmoins le programme *Smart grids* est étoffé en y incluant des études prospectives et des travaux en amont sur l'architecture des marchés de l'électricité ainsi que sur les interactions entre RTE et les collectivités locales et régionales. RTE propose également un nouveau programme « méthodes et outils de développement de réseaux ». L'augmentation du budget vise donc, en particulier, les nouveaux enjeux de la transition énergétique, de la transformation numérique et de l'architecture des marchés de l'électricité. La CRE retient par conséquent cette trajectoire.

La CRE effectuera, en fin de période tarifaire, un bilan des montants effectivement dépensés par RTE et restituera aux utilisateurs, *via* le mécanisme du CRCP, l'écart entre la trajectoire prévisionnelle et la trajectoire réalisée.

### 1.3.7.2 Déploiement des réseaux électriques intelligents

La présente délibération introduit un mécanisme tarifaire permettant d'accompagner le déploiement des réseaux électriques intelligents.

Cet accompagnement implique notamment de prendre en compte le cas de programmes relevant des réseaux électriques intelligents qui permettraient une diminution des investissements, donc des charges de capital, mais au prix d'une hausse (moindre) des charges d'exploitation.

En effet, avec le cadre tarifaire du TURPE 4 HTB, de tels programmes pénaliseraient RTE, du fait des cadres de régulation différents entre les dépenses d'investissement et les dépenses d'exploitation : une hausse des charges d'exploitation au-delà de la trajectoire initialement prévue est supportée par l'opérateur de réseau, alors qu'une baisse des dépenses d'investissement, donc des charges de capital, est rendue aux utilisateurs à travers le CRCP. Dans ces conditions, RTE pourrait être incité à ne pas engager des projets pourtant rentables pour la collectivité.

De tels effets ne peuvent être évités par une prise en compte spécifique et automatique à travers le CRCP des dépenses d'exploitation liées aux réseaux intelligents, celles-ci étant ventilées dans différents postes comptables (SI, contractualisation notamment), et difficilement isolables. Ainsi, les projets *Smart grids* identifiés à ce jour par RTE sont très majoritairement classés en dépenses de R&D. Hors charges d'exploitation R&D, les OPEX *Smart grids* actuellement prévus par RTE dans son dossier tarifaire concernent principalement les domaines SI et télécoms.

La présente délibération introduit donc un dispositif permettant à RTE de demander, une fois par an, l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liés à des projets relevant du déploiement des *Smart grids* dans la trajectoire de charges couvertes par le TURPE 5 HTB. Cette intégration est possible pour un projet ou un ensemble de projets impliquant des charges d'exploitation supérieures à 3 M€, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable du projet. RTE devra, dans la 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.

### 1.3.8 Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)

Les tarifs sont calculés à partir d'hypothèses relatives au niveau des charges, au volume d'énergie soutirée et aux puissances souscrites sur le réseau, établies pour la période de validité du tarif. Un mécanisme de correction *a posteriori*, le CRCP, a été introduit dès le TURPE 2 afin de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes peu prévisibles et/ou maîtrisables par RTE et préalablement identifiés.

Le CRCP prend en compte, chaque année, tout ou partie des écarts de charges ou de revenus constatés sur des postes prédéfinis. L'apurement du solde de ce compte s'opère au 1<sup>er</sup> août de chaque année, de manière automatique, par une diminution ou une augmentation du revenu à recouvrer par le tarif, dont l'ampleur en valeur absolue est limitée à 2 %. En cas d'atteinte de ce plafond, le solde du CRCP non apuré au cours de l'année considérée est reporté à l'année suivante. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, un taux d'intérêt égal au taux sans risque pris en compte dans le calcul du CMPC s'applique au solde du compte. Le solde du CRCP qui ne serait pas totalement apuré à l'issue de la période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante.

La majorité des contributeurs à la consultation publique de juillet 2016 s'est exprimée en faveur de la reconduction du dispositif de CRCP dans les mêmes conditions que celles prévalant au cours de la période du TURPE 4 HTB.

La CRE décide de conserver le principe général du CRCP existant tout en faisant évoluer ses modalités de calcul ainsi que le périmètre de postes de charges et de produits pris en compte par ce mécanisme.

Les postes inclus au périmètre du CRCP du TURPE 5 HTB, de façon inchangée par rapport au TURPE 4 HTB, sont les suivants :

- les charges de capital supportées par RTE, prises en compte à 100 %, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » et pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte (cf. paragraphe 1.3.1.2.2) ;
- les coûts de congestions internationales, pris en compte à 100 % ;
- les charges liées à la valeur nette comptable des immobilisations démolies, prises en compte à 100 % ;
- les recettes perçues au titre de l'ensemble des composantes tarifaires, prises en compte à 100 % ;
- les recettes d'interconnexion nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions, prises en compte à 100 % ;
- les recettes liées aux contrats entre gestionnaires de réseau de transport, prises en compte à 100 % ;
- les charges d'exploitation de R&D selon les modalités suivantes : en fin de période tarifaire, un bilan des montants effectivement dépensés par RTE est effectué en prenant en compte l'inflation réelle. Si RTE a dépensé moins que la trajectoire prévisionnelle, l'écart est restitué aux utilisateurs. En revanche, si RTE a dépensé davantage que la trajectoire prévisionnelle, l'écart constaté n'est pas compensé.

Les nouveaux postes de charges inclus au périmètre du CRCP du TURPE 5 HTB, ou qui font l'objet d'une modification par rapport au TURPE 4 HTB, sont les suivants :

- les charges liées à la compensation des pertes : une trajectoire annuelle de référence est déterminée *ex post*. Les écarts entre cette trajectoire et les charges réelles de RTE sont pris en compte à 80 % pour les écarts relatifs au prix d'achat des pertes et à 90 % pour les écarts relatifs au volume (cf. paragraphe 1.3.2) ;
- les charges liées à la mise en œuvre du dispositif d'interruptibilité, prises en compte à 100 % (cf. paragraphe 2.1.2.3.3) ;
- les charges de constitution des réserves d'équilibrage<sup>29</sup>, selon les modalités décrites au paragraphe 1.3.3 de la présente délibération ;
- les abattements, pénalités et indemnités liés aux services système et aux réserves rapide et complémentaire (cf. paragraphe 3.3.5.2) ainsi que les surcoûts liés à la reconstitution des services système 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 (cf. paragraphe 3.3.4.5.2), pris en compte à 100 % ;
- les dépenses ou recettes à l'interface entre le réseau public de transport et les nouvelles interconnexions exemptées<sup>30</sup>, prises en compte à 100 % ;
- les frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque ces études ont été approuvées par la CRE, pris en compte à 100 % ;
- les indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues au-delà de 15 M€, prises en compte à 100 % (cf. paragraphe 1.3.4) ;
- en application des dispositions des articles R. 335-15 et R. 335-33 du code de l'énergie, les soldes éventuels restant sur le fonds pour le règlement du rééquilibrage en capacité des fournisseurs et le fonds pour le règlement des écarts des responsables de périmètre de certification est pris en compte à 100 % ;
- les incitations financières relatives aux mécanismes de régulation incitative suivants :
  - incitation à l'amélioration de la continuité d'alimentation (cf. paragraphe 1.3.4) ;
  - incitation à la maîtrise des coûts des grands projets de développements de réseaux (cf. paragraphe 1.3.1.2.2) ;
  - les incitations financières au développement des projets d'interconnexion selon les modalités décrites dans la décision tarifaire propre à chaque projet (cf. paragraphe 1.3.1.2.1).

Les données comptables présentées par RTE seront utilisées comme base des charges et produits réalisés pris en compte à travers le CRCP, quand cela est possible.

La méthode de calcul du CRCP est cohérente avec un équilibre tarifaire par année civile.

<sup>29</sup> Ces charges incluent les coûts de contractualisation des services système fréquence, des réserves rapides et complémentaires ainsi que les coûts de reconstitution des services système (lorsque RTE réévalue son besoin au cours de la journée de livraison) et des marges.

<sup>30</sup> Ce poste inclut les coûts de congestions induits par les transits circulant sur ce type de liaison, les indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités d'échange sur ce type de liaison ainsi que les recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires de ce type de liaison à RTE lorsqu'un mécanisme de partage des profits a été mis en place.



Le cas échéant, la prise en compte des différentes postes à travers le CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace et prudent des charges engagées. Ces contrôles pourront porter, en particulier, sur les investissements engagés par RTE et sur les charges relatives aux pertes et différences diverses.

Les conséquences financières des contrôles conduits par la CRE seront prises en compte à travers le CRCP.

### 1.3.9 Clause de rendez-vous concernant les charges nettes d'exploitation

La présente délibération tarifaire introduit une clause de rendez-vous sur le niveau des charges couvertes par le TURPE 5 HTB, activable deux ans après l'entrée en vigueur du tarif, soit pour l'évolution du tarif au 1<sup>er</sup> août 2019.

La clause de rendez-vous, identique à celle retenue pour le tarif ATRD 5 de GRDF et le TURPE HTA-BT d'Enedis prévoit que les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le TURPE 5 HTB se trouvait modifié d'au moins 1 %. La trajectoire de charges nettes d'exploitation à couvrir par le TURPE 5 HTB pourra être modifiée après cet examen, les conséquences financières induites par ces évolutions n'étant prises en compte que pour les années 2019 et 2020.

## 1.4 Structure du TURPE 5 HTB

### 1.4.1 Méthode de construction des composantes de soutirage

La structure tarifaire des composantes de soutirage du TURPE 5 a été élaborée selon les mêmes principes généraux que ceux qui ont fondé le TURPE 4 tout en l'améliorant à certaines étapes et en prenant en compte des données largement enrichies.

#### 1.4.1.1 Vision d'ensemble de la méthode de construction

Le tarif est fixé de manière à ce que la facture d'accès au réseau payée par chaque utilisateur reflète au mieux les coûts qu'il génère, selon le modèle retenu d'allocation des coûts. Le TURPE transmet ainsi aux utilisateurs un signal économique visant à optimiser les coûts des réseaux.

Les coûts des réseaux comprennent principalement les coûts d'infrastructure (investissements, maintenance, exploitation) et les coûts des pertes.

Il s'agit, dans un premier temps, de répartir ces coûts par domaine de tension puis parmi les différentes heures de l'année, sous la forme d'une chronique de coûts unitaires horaires (étape 1).

Les coûts des pertes sont des coûts variables à court terme dont l'allocation horaire ne pose pas de difficulté majeure puisqu'elle ne dépend que du taux de pertes et des prix de l'énergie.

La répartition des coûts d'infrastructure entre les utilisateurs est plus délicate car il s'agit de coûts fixes à court terme pour lesquels il n'existe pas, *a priori*, de prix horaire. Compte tenu des règles de dimensionnement des réseaux qui président aux décisions d'investissement des gestionnaires de réseaux, les soutirages n'ont pas le même impact sur les coûts d'infrastructure en fonction de l'heure de l'année à laquelle ils ont lieu.

Une chronique de coûts unitaires horaires est établie pour chaque domaine de tension comme la somme de la chronique des coûts unitaires horaires des pertes et de la chronique des coûts unitaires horaires d'infrastructure.

Cette chronique de coûts unitaires tient compte du fait que chaque utilisateur utilise non seulement le domaine de tension auquel il est raccordé, mais aussi, en cascade, l'ensemble des domaines de tension amont, dans des proportions qui dépendent des flux physiques sur les réseaux (étape 2).

Un coût total annuel peut alors être calculé pour chaque utilisateur en faisant le produit de sa courbe de charge et de la chronique des coûts unitaires horaires de son domaine de tension. Ce coût total annuel peut être réparti en coût total par plage horo-saisonnière en ne considérant que la partie correspondante des courbes de charge et des coûts unitaires.

Il est possible de déterminer le coût total pour chacun des utilisateurs dont l'utilisation du réseau heure par heure est connue (étape 3).

Les grilles tarifaires sont définies pour que le tarif payé par chaque utilisateur reflète au mieux les coûts qu'il génère, tout en prenant en compte les objectifs de maîtrise de la pointe de consommation, de lisibilité et de progressivité dans l'évolution des tarifs (étape 4).

Ces étapes sont détaillées aux paragraphes 1.4.1.4 et suivants. Les paragraphes 1.4.1.2 et 1.4.1.3 examinent respectivement la question de la répartition entre les parts énergie et puissance, et celle du renforcement de l'horo-saisonnalité.

### 1.4.1.2 La répartition entre la part puissance et la part énergie, comme résultante de la méthode de construction

Comme indiqué précédemment, les grilles tarifaires du TURPE 5 sont définies de façon à minimiser globalement les écarts entre les coûts de réseaux et les tarifs appliqués à chaque utilisateur. La répartition entre la part puissance et la part énergie est le résultat de ce calcul d'optimisation.

En réponse aux deux consultations publiques de la CRE sur la structure, plusieurs acteurs se sont exprimés en faveur de la mise en œuvre de la méthode de construction des tarifs envisagée par la CRE, en soulignant notamment l'importance de bien prendre en compte les coûts induits par les utilisateurs à la pointe.

Certains acteurs, dont RTE et Enedis, ont demandé que la part des recettes à la puissance soit augmentée de manière normative, de façon à mieux refléter l'évolution de l'usage des réseaux qu'ils anticipent. Ils décrivent en effet un phénomène d'évolution des usages des réseaux, qui conduirait à un recours aux réseaux très limité mais se concentrant sur les mêmes heures (en cas d'insuffisance des sources de production renouvelables locales par exemple).

Par ailleurs, les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat indiquent que « *tout éventuel rééquilibrage entre les parts puissance et énergie devrait être bien mesuré. En effet, une part trop importante à la puissance pour tous les consommateurs pourrait réduire les incitations à la maîtrise des consommations, objectif majeur de politique énergétique.* »

L'analyse de la CRE sur cette question est exposée ci-après.

#### [La construction tarifaire permet de refléter les phénomènes de concentration des soutirages tout en incitant à la maîtrise de la pointe de consommation](#)

Pour des raisons de lisibilité, un tarif d'utilisation des réseaux qui consisterait à faire payer un prix différent pour chacune des 8760 heures de l'année, comme pour un consommateur d'électricité qui achèterait son énergie au prix spot, n'est pas envisagé. Le TURPE 5 est constitué de deux composantes, en fonction de la puissance et de l'énergie, pour une ou plusieurs plages temporelles.

Le découpage des tarifs en plusieurs plages temporelles permet de refléter les coûts associés à une concentration des soutirages sur la plage temporelle la plus chargée.

Par ailleurs, l'équilibre entre les parts puissance et énergie permet de refléter les coûts associés à une concentration sur certaines heures au sein d'une plage temporelle.

Dans le cas d'un tarif comportant uniquement un terme à l'énergie (calculé comme le coût moyen horaire pondéré des soutirages), les utilisateurs qui utilisent le réseau aux heures les plus chères de la plage temporelle considérée seraient subventionnés par les utilisateurs consommant aux heures les moins chères. Un tel tarif reflèterait mal les différences de coûts induites par la diversité des usages du réseau au sein de cette plage et irait à l'encontre de l'objectif de maîtrise de la pointe de consommation.

La composante à l'énergie a pour fonction d'inciter les consommateurs à limiter leur consommation, en particulier aux heures de pointe dans le cas de tarifs horo-saisonnalisés, ce qui participe au phénomène de foisonnement et permet de limiter la concentration des appels de puissance pendant les heures critiques pour le réseau. Ce phénomène de foisonnement est structurant pour le dimensionnement des réseaux électriques. On constate par exemple que la puissance maximale effectivement appelée est très inférieure à la somme de toutes les puissances souscrites par les utilisateurs, même pendant les heures de pointe.

Une tarification uniquement à la puissance souscrite ne permettrait pas de prendre en compte le foisonnement des comportements des différents utilisateurs de réseaux. Elle inciterait, certes, à limiter la puissance maximale appelée au sein de la plage temporelle considérée, mais supprimerait toute incitation à limiter la durée d'utilisation de cette puissance. Une telle tarification irait donc à l'encontre de l'objectif de maîtrise de la consommation. En outre, il pourrait en résulter une diminution du foisonnement des comportements des différents utilisateurs du réseau, qui pourrait avoir pour effet d'augmenter la pointe de consommation. Une telle tarification irait donc également à l'encontre de l'objectif de maîtrise de la pointe de consommation.

#### [Les données transmises par les gestionnaires de réseaux ne permettent pas d'établir le risque de concentration des soutirages qu'ils évoquent](#)

RTE et Enedis ont transmis à la CRE des flux prévisionnels entre domaines de tension pour la période 2017-2020. La structure du TURPE 5 est fondée sur ces prévisions ce qui permet de prendre en compte les anticipations des gestionnaires de réseaux en matière d'évolution des flux annuels entre domaines de tension.

En outre, RTE a transmis des scénarios illustratifs de courbes de charges pour quelques postes sources particuliers, en aval desquels serait raccordée de la production décentralisée. A ce stade, ces données ne permettent pas de constater, ni d'anticiper pour la période 2017-2020, d'évolutions majeures dans les modes

d'utilisation des réseaux. RTE n'a pas non plus communiqué à la CRE d'éléments indiquant des évolutions majeures de ses méthodes internes de dimensionnement des réseaux.

La CRE considère que la méthode de construction tarifaire et le niveau de la part puissance qui en résulte sont cohérents avec les méthodes de dimensionnement des réseaux et les données transmises par RTE et Enedis.

#### La méthode actuelle de construction tarifaire conduira à une hausse de la part puissance en cas de concentration des soutirages sur quelques heures au sein d'une même plage temporelle

La méthode de construction des tarifs retenue pour le TURPE 5 prévoit que, pour chaque plage temporelle, le poids de la composante à la puissance dépende, d'une part, de la différenciation temporelle des coûts de réseau et, d'autre part, de la diversité des profils<sup>31</sup> de consommation (aussi appelé foisonnement).

Le phénomène d'évolution des usages des réseaux envisagé par les gestionnaires de réseaux conduirait à ce que la plupart des utilisateurs concernés aient tendance à concentrer davantage qu'aujourd'hui leur consommation sur les heures les plus chargées de la plage temporelle de pointe. Dans ce cas, l'utilisation de la méthode d'élaboration de la structure retenue pour le TURPE 5, appliquée à des courbes de charge reflétant un tel phénomène, conduirait à obtenir une part puissance beaucoup plus importante qu'aujourd'hui pour la plage temporelle concernée.

Compte tenu de l'ensemble des éléments qui précèdent, la CRE estime qu'il n'est pas pertinent d'augmenter de façon artificielle la part puissance des tarifs.

Dans un contexte d'évolution du paysage énergétique, la CRE introduit une clause de rendez-vous, permettant, le cas échéant, d'adapter la structure des tarifs à l'issue de deux ans de mise en œuvre du TURPE 5 HTB, soit à l'été 2019. Cette clause de rendez-vous ne sera activée que si les données reçues par la CRE permettent de constater ou d'anticiper d'éventuels changements importants dans les modes d'utilisation des réseaux ou dans les méthodes de dimensionnement des réseaux. Le cas échéant, la CRE examinera s'il y a lieu d'adapter la structure tarifaire afin d'assurer la pertinence des signaux économiques qu'elle transmet. La CRE veillera également, dans ce cadre, à maintenir la continuité et la prévisibilité des tarifs nécessaires au bon fonctionnement du marché de l'électricité. L'activation de cette clause ne pourra pas conduire à une modification des règles de détermination du revenu autorisé.

#### **1.4.1.3 Le renforcement de l'horosaisonnalité des tarifs**

L'article L. 341-4 du code de l'énergie précise que la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité doit être horosaisonnalisée : « *la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national* ».

En outre, dans son courrier d'orientation de politique énergétique du 22 février 2016, la Ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, en charge des relations internationales sur le climat, a souligné l'enjeu de la maîtrise des pointes électriques.

Dans ce contexte, la CRE a utilisé des données plus précises et exhaustives que pour le TURPE 4. Les courbes de charge réelles de tous les utilisateurs raccordés au RPT ont permis de modéliser avec plus de finesse les coûts générés par les différents types d'utilisateurs pour toutes les heures de l'année. En outre, l'aléa climatique est désormais pris en compte grâce aux données historiques de consommation des dix dernières années, alors que la construction du TURPE 4 s'appuyait sur des données de consommation moyenne à climat normal. Le degré d'horosaisonnalité est ainsi renforcé pour les tarifs HTB 1 et HTB 2.

Enfin, la CRE a pris en compte les nouvelles prévisions de flux d'électricité sur le RPT, transmises par RTE, à l'horizon 2017-2020. RTE projette une progression de la production décentralisée, une stabilité des soutirages par les clients industriels et une diminution des soutirages par les réseaux de distribution.

Le TURPE 5 permet ainsi de mettre en œuvre un signal tarifaire qui, en reflétant mieux les coûts d'utilisation du réseau par un accroissement du signal horosaisonnier, incite plus efficacement à une réduction des consommations lors des périodes critiques pour le réseau. Un tel tarif permet d'optimiser les coûts d'infrastructure et les coûts des pertes.

En revanche, le dimensionnement du réseau HTB 3 n'est pas directement lié aux pointes de soutirage. En effet, les transits sur le domaine de tension HTB 3 varient peu au cours de la journée ou de l'année, et cette variation est décorrélée des soutirages aux domaines de tension inférieurs, en raison de l'importance des transits interrégionaux et internationaux. Compte tenu de ces éléments, l'absence de différenciation temporelle est maintenue sur le domaine de tension HTB 3.

<sup>31</sup> Le terme profil de consommation renvoie ici à la chronique de soutirage de chaque utilisateur, et non pas aux profils utilisés pour la reconstitution des flux.

#### **1.4.1.4 Etape 1 : calcul des coûts unitaires horaires par domaine de tension**

La première étape de l'allocation des coûts consiste à déterminer des coûts unitaires horaires pour chaque domaine de tension. Ces coûts unitaires comprennent, pour chaque domaine de tension :

- des coûts horaires d'infrastructure ;
- des coûts horaires de pertes.

L'utilisation du réseau étant fortement dépendante de l'aléa climatique, l'allocation des coûts prend désormais en compte la variabilité climatique (les courbes de charge considérées sont celles observées sur une période de 10 ans et non plus des courbes de charge reconstituées à climat normal comme dans le TURPE 4 HTB).

##### **1.4.1.4.1 Coûts horaires d'infrastructure**

La CRE s'est interrogée sur la pertinence de l'utilisation des coûts marginaux pour calculer les coûts horaires d'infrastructure du réseau. En effet, en théorie, le signal le plus efficace est fondé sur le principe du coût marginal, qui revient à faire payer la totalité du développement des réseaux aux utilisateurs soutirant aux heures critiques pour le réseau qui, dans le cas du réseau électrique, sont très majoritairement en hiver. Une tarification au coût marginal conduirait donc à attribuer la totalité des coûts d'infrastructure aux heures où se concentre la consommation des utilisateurs les plus thermosensibles et à ne rien faire payer aux utilisateurs consommant en dehors des heures critiques. Au regard des effets en termes de répartition des coûts entre les consommateurs et des évolutions très importantes de factures qui en découleraient, la CRE considère qu'il n'est pas pertinent de fonder la tarification des réseaux électriques sur les coûts marginaux de développement, d'autant que dans le même temps, la prise en compte de l'aléa climatique sur dix ans a déjà pour conséquence d'augmenter les coûts alloués aux utilisateurs les plus thermosensibles.

C'est la raison pour laquelle la CRE a conservé une méthode similaire à celle utilisée pour les TURPE 4. Selon cette méthode, les coûts horaires d'infrastructure sont calculés de façon à attribuer à chaque heure de l'année le coût incrémental induit par la charge qui lui est associée. Selon cette méthode, le coût du réseau nécessaire pour acheminer la puissance minimale appelée à l'heure la moins chargée est réparti à égalité entre toutes les heures de l'année. Le coût incrémental du réseau nécessaire pour acheminer 1 MW de plus que cette puissance minimale est ensuite réparti entre les heures où ce MW supplémentaire est appelé, et ainsi de suite. Ainsi, le coût d'un incrément de réseau associé à une charge supplémentaire est réparti à égalité entre toutes les heures concernées par cette charge supplémentaire, et toute heure, même la moins chargée, supporte une part des coûts du réseau.

Pour le TURPE 4, les courbes de charge utilisées pour ce calcul des coûts unitaires étaient des courbes de charge théoriques à climat normal. Or, les réseaux étant dimensionnés pour absorber les transits lorsqu'ils sont les plus fortement sollicités, l'aléa climatique est une variable importante pour leur dimensionnement. C'est la raison pour laquelle, dans un souci de meilleur reflet des coûts, la CRE a proposé dans la consultation publique de juillet 2015 de fonder le calcul des coûts unitaires des TURPE 5 sur les soutirages réalisés au cours des dix dernières années. Les réponses à la consultation ont été majoritairement favorables à ce changement et la CRE l'a mis en œuvre dans ses travaux.

En haute tension, les réseaux sont dimensionnés pour pouvoir continuer à acheminer l'électricité même en cas de défaillance d'un ouvrage (critère du « N-1 »). Toutefois, cette redondance n'est pas systématique et n'est assurée que quand les coûts associés au risque d'énergie non distribuée sont supérieurs aux coûts de renforcement des ouvrages. Par exemple, sur le domaine de tension HTB, c'est en général le cas quand un renforcement de réseau réduit le risque de défaillance pour plus de 2 000 heures par an. La redondance n'est, en conséquence, pas totalement garantie pour les 2 000 heures les plus chargées. Pour le TURPE 5 HTB, cette redondance limitée des réseaux en haute tension est prise en compte dans le calcul des coûts unitaires, ce qui se traduit par une réduction du coût incrémental alloué aux heures d'extrême pointe.

##### **1.4.1.4.2 Coûts horaires des pertes**

Les coûts horaires liés à la compensation des pertes sont calculés, comme pour les TURPE 4, à partir du profil des prix spot de l'électricité sur le marché français, corrigé des tendances pluriannuelles. Dans sa consultation publique de juillet 2015, la CRE avait interrogé les parties prenantes sur la prise en compte des coûts de la capacité dans le calcul des coûts horaires des pertes. La majorité d'entre elles s'y est déclarée favorable. Toutefois, du fait de l'incertitude sur le calendrier de mise en œuvre du mécanisme de capacité, il a été impossible d'estimer le prix de la capacité au moment de l'élaboration des grilles tarifaires. La CRE n'a donc pas pris en compte de prix de la capacité pour élaborer la structure des grilles tarifaires des TURPE 5.

Toutefois, en l'absence de mise en œuvre du mécanisme de capacité jusqu'à présent, il a été impossible d'estimer le prix de la capacité au moment de l'élaboration des grilles tarifaires<sup>32</sup>.

#### **1.4.1.5 Etape 2 : cascade des coûts**

La deuxième étape de l'allocation des coûts consiste à déterminer les coûts induits, par le soutirage d'un kilowatt pendant une heure depuis un domaine de tension donné, sur ce domaine de tension mais aussi sur les domaines de tension amont, par une méthode identique à celle utilisée pour les TURPE 4.

Cette « cascade des coûts » traduit le fait qu'un appel de puissance, sur un domaine de tension donné et pendant une durée donnée, induit des transits sur ce même domaine de tension, mais aussi sur l'ensemble des domaines de tension amont. Cette cascade porte sur les coûts horaires d'infrastructure et sur les coûts horaires liés à la compensation des pertes. Un soutirage réalisé en basse tension génère des flux sur tous les domaines de tension jusqu'en 400 kV, dans des proportions qui sont indiquées par la matrice des flux d'énergie issue des études techniques des gestionnaires de réseaux. En conséquence, un taux de contribution aux flux sur les réseaux en amont est défini pour chaque domaine de tension sur la base de cette matrice pour la période tarifaire considérée.

La matrice des flux utilisée pour construire les grilles présentées dans la consultation publique de mai 2016 était celle utilisée pour construire la structure des tarifs TURPE 4. La CRE a, depuis, procédé à l'actualisation des tarifs, en utilisant des matrices de flux prévisionnelles (2017-2020) transmises par RTE et Enedis.

#### **1.4.1.6 Etape 3 : calcul du coût par plage temporelle par utilisateur**

Un coût total annuel par plage temporelle est calculé, pour un utilisateur donné, en appliquant les coûts horaires (déterminés comme expliqué *supra*, après prise en compte de la cascade des coûts) à la courbe de charge de cet utilisateur.

Pour un domaine de tension et une plage temporelle donnés, on peut alors représenter les résultats sous la forme d'un nuage de points, dans lequel chaque point représente le coût total annuel correspondant à cette plage pour un utilisateur de ce domaine de tension en fonction de sa durée d'utilisation. Ce nuage permet de déterminer le lien entre les différents comportements d'utilisation du réseau et les coûts qu'ils génèrent, en fonction notamment de l'énergie soutirée et de la puissance souscrite.

Pour construire ces nuages de points, pour les domaines de tension HTB, la CRE a utilisé l'ensemble des courbes de charges des utilisateurs de ces domaines de tension sur les dix dernières années.

#### **1.4.1.7 Etape 4 : Détermination des grilles tarifaires**

Compte tenu de l'objectif de maîtrise de la pointe de consommation, les grilles tarifaires résultent d'un arbitrage entre précision du reflet des coûts et lisibilité du signal tarifaire, afin de mettre en œuvre le principe d'horosaisonnalité. Compte tenu de la diversité des modes d'utilisation des réseaux entre utilisateurs d'un même domaine de tension, proposer un seul tarif créerait des transferts importants entre utilisateurs : certains paieraient beaucoup plus cher qu'ils ne coûtent réellement et inversement. En revanche, avoir un tarif pour chaque heure de l'année permettrait, certes, de s'assurer que chaque utilisateur paye exactement ce qu'il coûte mais au prix d'une complexité disproportionnée puisqu'il faudrait 8 760 coefficients tarifaires par domaine de tension. C'est la raison pour laquelle, pour un domaine de tension donné, le tarif divise l'année en plages temporelles regroupant des heures dont les coûts induits sont relativement similaires.

Par ailleurs, plusieurs versions sont proposées pour chaque domaine de tension, chaque utilisateur ayant le choix de la version à laquelle il souscrit, en fonction de ses comportements de consommation. Plus le nombre de versions proposées est élevé, plus le tarif payé par chaque utilisateur pourra se rapprocher des coûts qu'il génère. Mais augmenter le nombre de versions accroît la complexité et diminue la lisibilité des tarifs. Le nombre de versions retenu constitue un compromis entre le bon reflet des coûts et la lisibilité du tarif. A titre d'exemple, le tarif HTB 1 a été découpé en trois versions : une version courte utilisation (CU), moyenne utilisation (MU) et longue utilisation (LU).

L'utilisation de données plus fines de consommation a permis d'améliorer cette étape de construction de tarifs. Pour le TURPE 5 HTB, les coefficients à la puissance et à l'énergie de chaque plage horaire et de chaque version d'un domaine de tension sont déterminés par minimisation des écarts entre le tarif payé par un utilisateur et le coût qu'il engendre. Ainsi, une fois choisis les plages temporelles et le nombre de versions, la longueur des versions tarifaires, le niveau de différenciation temporelle et le ratio entre part puissance et part énergie résultent d'une optimisation globale des tarifs visant à refléter au mieux l'allocation des coûts de réseau. Les tarifs ainsi obtenus permettent donc de garantir que le tarif appliqué à chaque utilisateur reflète avec un niveau de précision suffisant les coûts qu'il génère, et d'assurer ainsi que le TURPE transmet un signal pertinent aux utilisateurs, les

<sup>32</sup> L'impact du coût de la capacité sur les charges liées à la compensation des pertes a en revanche été pris en compte dans le niveau du tarif et sera réajusté ex post au travers du CRCP

incitant à modifier leur comportement de façon à optimiser les besoins d'investissements dans le réseau à moyen terme.

### 1.4.2 Forme des grilles

Les composantes de comptage et de gestion du TURPE 5 HTB restent inchangées par rapport au TURPE 4 HTB et seront seulement inflatées du pourcentage de hausse fixée au 1<sup>er</sup> août 2017.

#### 1.4.2.1 Domaine de tension HTB 3

S'agissant du domaine de tension HTB 3, le TURPE 4 HTB comprenait une option « concave » associant signal-prix à la puissance et signal-prix au taux d'utilisation, sans différenciation temporelle. Cette absence de différenciation temporelle s'explique par le fait que le dimensionnement du réseau du domaine de tension HTB 3 n'est pas directement lié aux pointes de soutirage. En effet, les transits sur le réseau du domaine de tension HTB 3 varient peu au cours de la journée (7 % entre le minimum et le maximum des flux) ou de l'année, et cette variation est décorrélée des soutirages aux domaines de tension inférieurs en raison de l'importance des transits interrégionaux et internationaux. Compte tenu de ces éléments, la CRE reconduit le principe d'un tarif non différencié temporellement pour le domaine de tension HTB 3.

En outre, en l'absence de différenciation temporelle des coûts, un tarif uniquement à l'énergie permet de minimiser les écarts entre la facture et le coût de chaque utilisateur. Pour cette raison, la CRE a proposé dans sa consultation publique de mai 2016 de mettre en œuvre un tarif uniquement à l'énergie pour le domaine de tension HTB 3.

Les parties prenantes sont partagées sur ce sujet. Si certains approuvent la proposition de la CRE, d'autres, dont RTE, estiment que la grille tarifaire pour le domaine de tension HTB 3 devrait inclure une tarification à la puissance pour tenir compte du « caractère assurantiel » du réseau. L'importance relative des parts puissance et énergie d'un tarif dépend du degré de différenciation temporelle des coûts et la de diversité des comportements d'utilisation du réseau. Le « caractère assurantiel » du réseau est une notion qui suppose la capacité du réseau suffisante pour satisfaire la demande de tous les utilisateurs soutirant au même instant leur puissance souscrite. Or la capacité du réseau est inférieure à la somme des puissances souscrites : le gestionnaire de réseau tient compte de la diversité des utilisateurs, notamment du fait que certains ne soutirent qu'une part de leur puissance souscrite pendant la période critique du réseau. Pour le domaine de tension HTB 3, il n'y a pas de période critique unique et récurrente au niveau national. Par conséquent, la CRE maintient sa position quant à la suppression de la part puissance de la composante de soutirage HTB 3.

Par ailleurs, l'actualisation des matrices des flux et des coûts<sup>33</sup> ainsi que la complète prise en compte des conséquences financières liées à l'absence d'horosaisonalité des coûts conduisent à une baisse significative des coûts pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB 3. La facture moyenne des utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB 3 baisse donc d'environ 26 %.

#### 1.4.2.2 Domaines de tension HTB 2 – HTB 1

S'agissant des domaines de tension HTB 2 et HTB 1, la forme des tarifs à cinq plages temporelles en vigueur dans le TURPE 4 HTB permet d'inciter à la maîtrise de la demande à la pointe. De même, les travaux tarifaires ont montré la pertinence du maintien de trois versions compte tenu de la variété des durées d'utilisation pour ces domaines de tension.

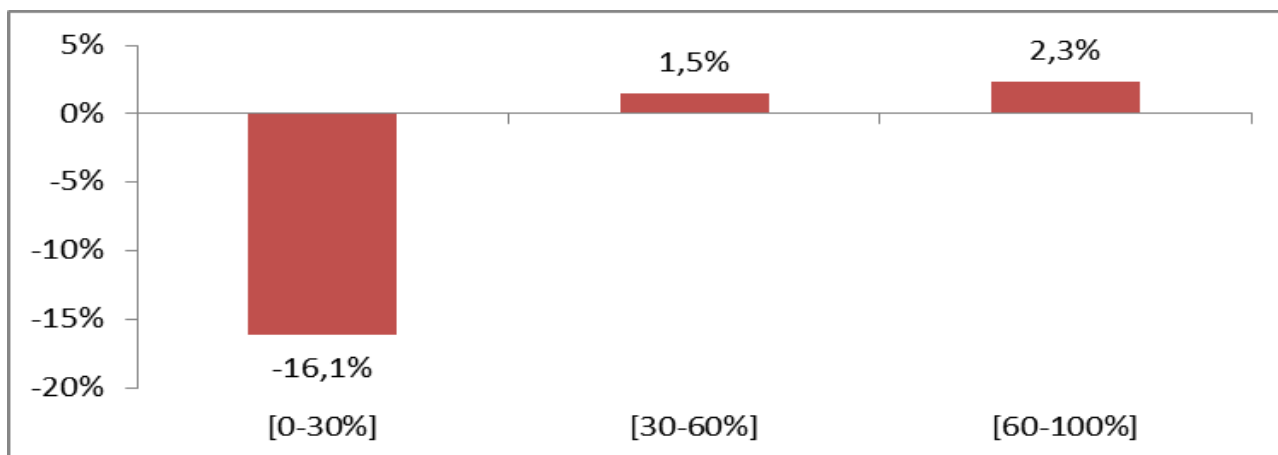
La CRE a donc proposé le maintien de la forme des grilles pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1 dans la consultation publique de mai 2016. Une large majorité des parties prenantes s'est déclarée favorable à cette proposition.

La CRE maintient les tarifs à cinq plages temporelles et à trois versions pour l'ensemble des utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTB 2 et HTB 1.

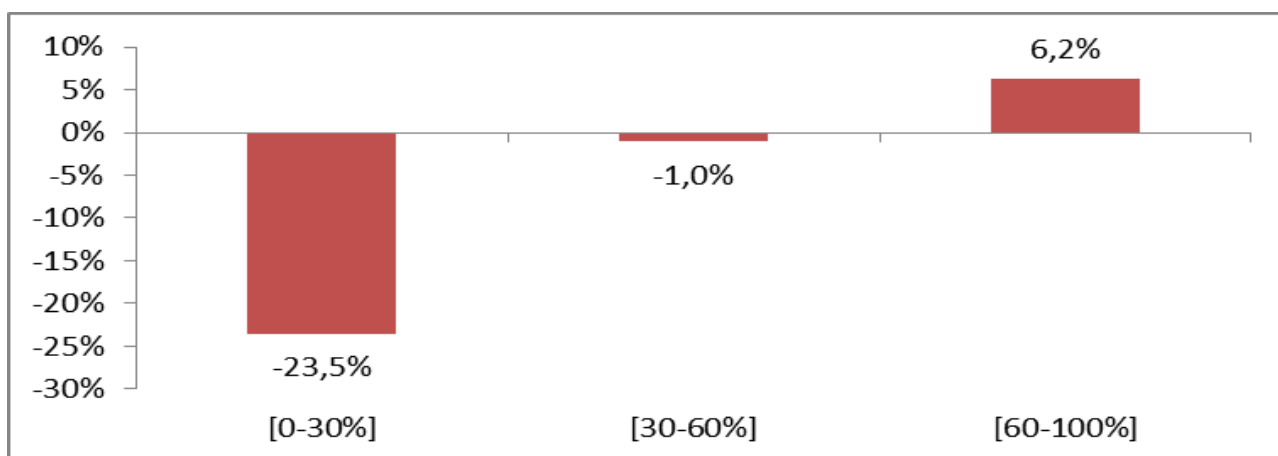
Les nouvelles grilles conduisent à des variations de facture contrastées. En effet, la différenciation temporelle accrue entraîne, comme l'illustre le graphique suivant, des évolutions de factures supérieures pour les utilisateurs ayant un taux d'utilisation de leur puissance souscrite élevé lors des heures critiques, à celles des utilisateurs ayant un taux d'utilisation de leur puissance souscrite moindre pendant ces mêmes heures. A titre d'illustration, en HTB 1, les utilisateurs ayant un taux d'utilisation de leur puissance souscrite compris entre 0% et 25 % pendant les 300 heures les plus chères pour le réseau connaissent une baisse moyenne due à l'évolution de la structure des grilles de 16,1 % du TURPE, alors que ceux ayant un taux d'utilisation comprise entre 60% et 100 % connaissent une hausse moyenne de 2,3 %.

<sup>33</sup> La matrice des coûts donne la répartition des coûts par domaine de tension. La nouvelle matrice des coûts fournie par RTE à l'été 2016 met en évidence une diminution de la part des coûts HTB attribués au domaine de tension HTB 3. Cette évolution s'explique par une progression plus forte des coûts HTB 1 et HTB 2 (+22 %) que des coûts HTB 3 (+10 %)

**Graphique 1 : Utilisateurs HTB 1 - Taux d'évolution des factures à l'été 2017 correspondant au changement de structure des grilles au 1<sup>er</sup> août 2017, hors évolution moyenne en niveau à cette même date, en fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite pendant les 300 heures les plus chères de l'année**



**Graphique 2 : Utilisateurs HTB 2 - Taux d'évolution des factures à l'été 2017 correspondant au changement de structure des grilles au 1<sup>er</sup> août 2017, hors évolution moyenne en niveau à cette même date, en fonction du taux d'utilisation de la puissance souscrite pendant les 300 heures les plus chères de l'année**



### 1.4.2.3 Détermination des saisons hautes et saisons basses

La CRE a proposé dans ses consultations publiques de juillet 2015 et mai 2016 d'assouplir les règles concernant la fixation de la « saison haute ». Actuellement, cette saison haute correspond, pour tous les domaines de tension concernés, aux mois de novembre à mars. Elle est, par conséquent, appelée « hiver » dans les différentes règles y faisant référence. Toutefois, dans certaines régions, le pic d'utilisation peut avoir lieu en dehors de ces mois. C'est, par exemple, le cas de stations balnéaires, dont beaucoup atteignent leur pic d'utilisation en été.

Les avis des parties prenantes à la consultation publique sont partagés. Si certains craignent que cet assouplissement n'amène de la complexité, d'autres y sont favorables pour permettre une meilleure adaptation des tarifs aux spécificités locales.

Afin de permettre au tarif de tenir compte de ces spécificités locales, le TURPE 5 définit la saison haute comme une période comprenant les mois de décembre à février, et 61 jours à répartir durant le reste de l'année de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne puisse comprendre plus de 3 périodes disjointes.

Cet assouplissement s'applique à l'ensemble des domaines de tension.

A l'entrée en vigueur du TURPE 5, la période retenue comme saison haute sera celle des mois de novembre à mars. Le gestionnaire de réseau pourra faire évoluer la période retenue comme la saison haute au cours de la période tarifaire. Afin de garantir la lisibilité du dispositif, toute évolution devra être au préalable soumise à un processus de concertation au sein du comité d'utilisateurs du réseau de transport d'électricité.

### 1.4.3 Règles tarifaires

#### 1.4.3.1 Composante d'injection

##### 1.4.3.1.1 Péréquation nationale de la composante d'injection

La CRE s'est interrogée sur la pertinence de mettre en place des signaux de localisation de la composante d'injection pour les réseaux du domaine de tension HTB. A ce titre, elle a fait appel à un consultant externe pour la réalisation d'une étude sur le partage des coûts entre producteurs et consommateurs et sur la pertinence d'un signal de localisation pour les installations de production raccordées à un réseau du domaine de tension HTB. La CRE avait alors exprimé sa position préliminaire, selon laquelle une tarification régionale en France n'apporterait aucune amélioration significative dans la localisation des sites de production, tout en introduisant un degré supérieur de complexité dans la formation du prix de marché en France. Par ailleurs, la mise en œuvre d'un tel signal poserait, pour les installations de production d'énergie renouvelable, la question de l'articulation de ce signal de localisation avec celui déjà donné par les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). La majorité des parties prenantes s'est déclarée favorable à la position de la CRE. La CRE maintient la péréquation nationale de la composante d'injection dans le TURPE 5 HTB.

##### 1.4.3.1.2 Niveau de la composante d'injection

Le règlement européen n° 838/2010 du 23 septembre 2010 relatif au mécanisme de compensation entre les GRT et à une approche commune pour la fixation des redevances de transport, expose les critères qui doivent être respectés pour fixer le niveau du tarif d'injection<sup>34</sup>.

Le tarif d'injection a été mis en place en France lors du TURPE 1 pour couvrir les coûts du mécanisme ITC (Inter-  
TSO compensation – mécanisme de compensation inter-gestionnaires de réseau de transport) qui vise à compenser chaque GRT pour les coûts que génèrent les flux transfrontaliers sur son réseau. Le niveau du timbre d'injection a été fixé pour le TURPE 4 HTB à 0,19 €/MWh soit un niveau de recettes associées d'environ 90 M€ par an (environ 2 % des coûts totaux du réseau de transport).

L'ITC englobe les coûts de renforcement des infrastructures et les coûts des pertes générées par les flux transfrontaliers sur les réseaux des pays voisins. Toutefois, les coûts de l'ITC ont fortement diminué ces dernières années. Cette charge représentant aujourd'hui environ 35 M€ par an pour RTE, une part importante des recettes générées par le tarif d'injection n'a donc plus de réel sous-jacent économique.

Dans un avis publié en 2014<sup>35</sup>, l'ACER recommande que la composante énergie (en €/MWh) du tarif d'injection ne soit pas utilisée pour couvrir autre chose que le coût des pertes ou les coûts relatifs aux services auxiliaires<sup>36</sup> lorsque cela reflète des coûts réellement générés par les producteurs.

Dans la consultation publique de mai 2016, la CRE a proposé une évolution du périmètre et du niveau du tarif d'injection, permettant de mieux refléter les coûts imputables aux producteurs et prenant en compte la recommandation de l'ACER. Les producteurs raccordés aux réseaux des domaines de tension HTB 3 et HTB 2 supporteraient le coût prévisionnel des pertes générées par l'électricité exportée, dans la mesure où cette partie du coût des pertes leur est directement imputable.

En plus des pertes générées par l'exportation d'électricité, la CRE a proposé d'inclure, dans le périmètre du tarif d'injection, le montant des pertes facturées à RTE au titre de l'ITC tel qu'estimé dans le calcul du revenu autorisé moyen pour la période 2017 - 2020. Ces pertes étant générées par les flux transfrontaliers sur les réseaux des pays voisins liés aux exportations depuis la France, leur coût est directement imputable aux producteurs.

Les parties prenantes ont des positions partagées sur cette question des coûts sous-jacents et du niveau du tarif d'injection. Huit acteurs se déclarent favorables aux évolutions envisagées par la CRE, quatre acteurs estiment que le niveau proposé est insuffisant tandis que quatre autres jugent au contraire que le niveau est trop élevé. Les arguments apportés dans les réponses à la consultation publique ne conduisent pas la CRE à modifier son analyse préliminaire.

Sur la base du calcul proposé en consultation publique et après actualisation des charges prévisionnelles liées à la compensation des pertes et au mécanisme ITC, la CRE fixe le niveau du tarif d'injection à 0, 20 €/MWh pour les producteurs raccordés aux réseaux des domaines de tension HTB 3 et HTB 2, soit un revenu prévisionnel pour RTE de 97 M€ par an.

<sup>34</sup> Partie B de l'Annexe du règlement (UE) n° 838/2010 de la Commission du 23 septembre 2010 fixant des orientations relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport et à une approche réglementaire commune pour la fixation des redevances de transport

<sup>35</sup> Cet avis fait suite au règlement européen No 838/2010 du 23 Septembre 2010 – opinion of the agency for the cooperation of energy regulators n° 09/2014 of 15 April 2014 on the appropriate range of transmission charges paid by electricity producers [http://www.acer.europa.eu/official\\_documents/acts\\_of\\_the\\_agency/opinions/opinions/acer%20opinion%2009-2014.pdf](http://www.acer.europa.eu/official_documents/acts_of_the_agency/opinions/opinions/acer%20opinion%2009-2014.pdf)

<sup>36</sup> Selon la définition de l'ACER, les services auxiliaires comprennent l'ensemble des services de fourniture visant au réglage de la fréquence et de la tension; ils comprennent donc la contractualisation des réserves primaires et secondaires mais également des réserves tertiaires manuelles (rapide et complémentaires).



### 1.4.3.2 Evolution des composantes paratarifaires

#### 1.4.3.2.1 Evolution des règles de souscription de puissance

Les dispositions en vigueur des Contrats d'Accès au Réseau de Transport (CART) prévoient la possibilité pour tous les utilisateurs du RPT (producteurs, GRD et consommateurs) de modifier leurs puissances<sup>37</sup> souscrites en cours de mois, avec application rétroactive à compter du 1<sup>er</sup> du mois. Les utilisateurs du réseau sont ainsi en mesure d'optimiser leur facture une fois leur puissance maximale atteinte connue.

La possibilité d'une modification de puissance *ex post* entraîne une forte variabilité des recettes issues de la part puissance du TURPE en fonction des aléas climatiques alors que cette composante devrait refléter le besoin de long terme de capacité de transport. Les utilisateurs ne paient en pratique que la puissance réellement appelée, et, d'ailleurs, la variation annuelle des recettes à la puissance de RTE est la même que celle des recettes à l'énergie.

Considérant que le dispositif actuel ne permet pas de refléter les coûts, la CRE a proposé dans la consultation publique de mai 2016 une évolution des règles de souscription de puissance conduisant à n'autoriser une modification de puissance souscrite que pour l'avenir et non de manière rétroactive.

Pour laisser de la souplesse aux utilisateurs dans la gestion de la puissance souscrite, la CRE a proposé d'autoriser les modifications de puissance en cours de mois, avec un préavis de trois jours ouvrés entre la date de demande d'une modification de puissance souscrite et la date de changement effectif de la puissance souscrite.

Les avis des parties prenantes sont partagés sur ce sujet. Si certains approuvent la proposition de la CRE, d'autres, dont Enedis, ne sont pas favorables aux évolutions proposées par la CRE au motif qu'elles réduisent la souplesse offerte aux parties prenantes et ne prennent pas en compte l'imprévisibilité des soutirages.

La CRE estime que la non-prévisibilité des soutirages est un facteur de coût pour le réseau de transport qui doit être pris en compte dans les règles tarifaires et doit être supporté par ceux qui la génèrent.

La CRE maintient son analyse. La présente délibération introduit dans les règles tarifaires la possibilité de modifier la puissance en cours de mois sans effet rétroactif et avec un délai minimum de trois jours ouvrés entre la date de demande d'une modification de puissance souscrite et la date de changement effectif de la puissance souscrite.

#### 1.4.3.2.2 Ecrêtement grand froid

Les règles tarifaires actuellement en vigueur prévoient la possibilité pour les GRD de bénéficier d'une exonération partielle ou totale de leurs dépassements de puissance (« écrêtement ») lors de périodes de froid rigoureux<sup>38</sup>.

L'exonération prévue par ce dispositif ne se limite pas aux seules périodes de froid rigoureux mais s'applique, dès lors qu'il est activé au cours d'un mois donné, à l'ensemble du mois. En conséquence, ce dispositif peut donner lieu, au moins en théorie, à un effet d'aubaine, en écrétant des dépassements de puissance sans lien avec la situation de froid rigoureux.

Afin de recentrer le dispositif sur le traitement des situations de froid rigoureux, la CRE a proposé, dans la consultation publique de juillet 2016, de limiter l'application du dispositif d'écèlement grand froid aux seuls jours de froid rigoureux, plutôt qu'à l'ensemble du mois concerné. Cette proposition a été partagée par l'ensemble des parties prenantes, à l'exception d'Enedis et des ELD. Ces acteurs estiment que leur niveau de soutirage peut rester élevé après les périodes de grand froid compte tenu, notamment, de l'inertie thermique des bâtiments. Enedis a demandé en particulier d'étendre l'application du dispositif au jour suivant les périodes de grand froid.

La CRE décide de mettre en œuvre sa proposition afin d'assurer un meilleur reflet des coûts. Néanmoins, dans la mesure où le niveau de soutirage peut rester élevé après les périodes de grand froid, la CRE décide d'étendre l'application du dispositif écèlement grand froid au jour suivant une période de grand froid.

La CRE a également proposé dans sa consultation publique de limiter l'application de ce dispositif aux seules situations de froid rigoureux où l'aléa climatique supporté par un GRD est localement plus fort qu'au niveau national. Cette proposition n'est pas partagée par l'ensemble des parties prenantes notamment du fait de la complexité de sa mise en œuvre. La CRE reconnaît que cette proposition peut générer de la complexité. Par ailleurs, cette mesure est susceptible d'exclure certains postes sources des GRD du dispositif. La CRE décide de ne pas mettre en œuvre sa proposition dès l'entrée en vigueur du TURPE 5 HTB. Toutefois, la CRE demande à Enedis de réaliser, au cours de la période du TURPE 5, une étude d'impact de la mise en œuvre d'un tel dispositif.

<sup>37</sup> L'utilisateur fixe sa puissance souscrite pour une durée de un an.

<sup>38</sup> Les GRD peuvent bénéficier de l'exonération partielle ou totale de leurs dépassements de puissance sur l'ensemble d'un mois dans le cas où, à une maille locale, la température minimale mensuelle constatée est inférieure à la température minimale locale de référence, définie dans le CART-GRD, au moins une fois dans ce mois. La température minimale locale de référence est définie au niveau de chaque station météorologique par la 30<sup>ème</sup> valeur de température minimale mensuelle sur trente ans.

#### **1.4.3.2.3 Dépassesments ponctuels programmés**

Actuellement, un utilisateur alimenté en HTB et équipé d'un compteur à courbe de charge peut demander l'application d'un tarif spécifique pour des dépassements ponctuels programmés et notifiés préalablement à RTE, pendant la période du 1<sup>er</sup> mai au 31 octobre, sous réserve d'une justification de travaux. Lorsque ce tarif est mis en œuvre, il se substitue, pour la période considérée et pour la seule énergie consommée à l'occasion de ces dépassements, à la tarification des dépassements de puissance.

Pour bénéficier de ce dispositif, les utilisateurs doivent faire une demande argumentée auprès de RTE. RTE peut refuser la demande d'un utilisateur ou suspendre l'application de cette disposition, en raison des contraintes d'exploitation qu'il prévoit.

RTE a proposé d'étendre la période de demande de dépassements de puissance programmés (DPP) à l'intégralité de l'année pour l'ensemble des utilisateurs.

Dans la consultation publique de mai 2016, la CRE a indiqué être favorable à la proposition de RTE d'autoriser les demandes de DPP toute l'année pour laisser plus de flexibilité aux utilisateurs. Elle a proposé d'exclure de la période d'application des dépassements de puissance programmés les jours PP1 ainsi que la période de pointe fixe.

La majorité des parties prenantes est favorable à l'extension à l'ensemble de l'année de la possibilité de demander une autorisation de DPP. Certaines parties prenantes ont toutefois mis en avant l'impossibilité d'articuler l'exclusion des jours PP1 (signalés la veille pour le lendemain) et le délai de demande des DPP (entre 15 jours et 1 mois).

Compte tenu de cet élément et du fait que RTE garde la possibilité de refuser ces demandes de DPP, CRE reprend la proposition de RTE d'étendre à l'ensemble de l'année la possibilité de demander une autorisation de DPP.

#### **1.4.3.2.4 Report de charge**

Le contrat d'accès au réseau de transport pour les consommateurs (CART-C) prévoit que RTE peut interrompre sans indemnisation l'alimentation d'un utilisateur pour des raisons de travaux ou de maintenance du réseau pendant au maximum trois jours ouvrés sur une période de trois ans. Pour autant, les périodes de travaux de RTE sur le réseau sont définies en concertation avec les utilisateurs afin de favoriser leur acceptabilité.

Afin d'assouplir la gestion des périodes de travaux de RTE, le CART-C prévoit que RTE peut effectuer un report de charge sur l'alimentation de secours d'un utilisateur qui en dispose sans que ce dernier soit pénalisé financièrement. Dans ce cas, le tarif de l'alimentation principale est appliqué sur l'alimentation de secours.

Pour renforcer l'acceptabilité des périodes de travaux, RTE a demandé, dans le cadre de son dossier tarifaire, que cette mesure soit étendue au report de charge entre deux alimentations principales ou entre une alimentation principale et une alimentation complémentaire.

Dans la consultation publique de mai 2016, la CRE s'est interrogée sur le moyen le plus approprié pour mettre en œuvre une telle disposition. Dans la mesure où ces dispositions relèvent de la gestion prévisionnelle du réseau, la création d'un contrat de type « Amont J-1 consommateurs », sur le modèle de celui existant pour les producteurs, pourrait être un moyen adéquat.

La majorité des parties prenantes qui se sont exprimés sur ce sujet accueille favorablement la proposition de RTE. En revanche, les parties prenantes s'opposent à la proposition de la CRE consistant à créer un contrat sur le modèle de ceux en vigueur relatifs à la gestion prévisionnelle et à l'Amont J-1, compte tenu de la complexité qui pourrait être induite dans la relation entre RTE et les utilisateurs (nécessité de signer deux contrats avec RTE).

La CRE prend acte de la difficulté de mettre en œuvre rapidement une solution contractuelle telle qu'envisagée dans la consultation publique. Elle intègre donc, dans les règles tarifaires du TURPE 5 HTB, la possibilité pour RTE de neutraliser les conséquences financières induites par un report de charge effectué à sa demande en vue de la réalisation de travaux sur le réseau. En revanche, elle demande à RTE d'inclure ce sujet du report de charge dans la prochaine concertation qu'il devra mener sur les contrats cadre Amont J-1 et Gestion prévisionnelle pour les consommateurs.

#### **1.4.3.2.5 Facturation de l'énergie réactive à l'interface entre le réseau public de transport et les réseaux publics de distribution**

Afin de contribuer au réglage de la tension sur le RPT, des règles de facturation à l'interface entre le RPT et les RPD ont été introduites dans le TURPE 3, puis modifiées dans le TURPE 4 HTB, pour inciter les GRD à diminuer l'absorption de puissance réactive, en particulier en hiver, lors des périodes de forte consommation. En effet, l'absorption de puissance réactive peut entraîner des baisses de tension sur le RPT alors qu'elle peut être minimisée par les GRD grâce à leurs bancs de condensateurs situés dans les postes source HTB/HTA.

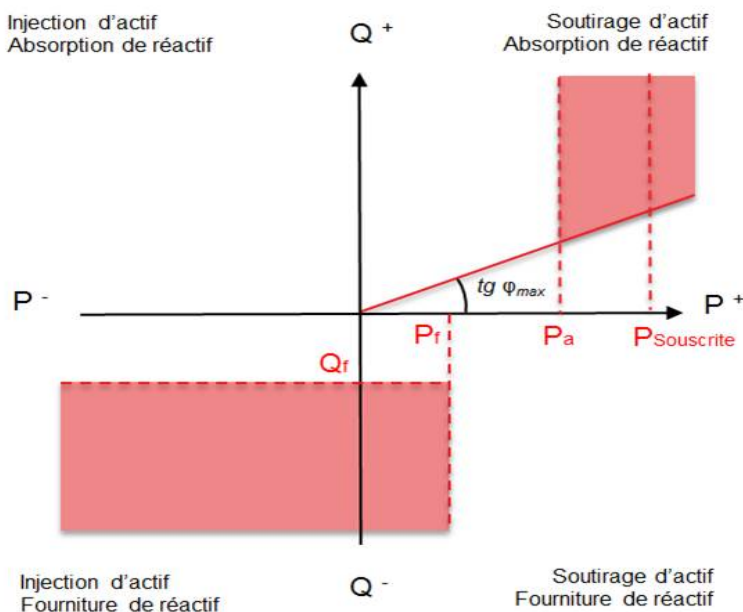
Une évolution de ces règles de tarification pour la période du TURPE 5 HTB est nécessaire afin de répondre aux nouveaux besoins du RPT. D'une part, la facturation actuelle de l'énergie réactive au pas mensuel est peu

incitative et ne permet pas à RTE de répondre pleinement aux contraintes vécues en temps réel sur le RPT. D'autre part, le développement des énergies renouvelables sur les RPD et l'enfouissement des câbles génèrent de plus en plus de puissance réactive et engendrent de nouvelles contraintes en tensions hautes sur le RPT. Enfin, le développement de la production décentralisée entraîne, également, une diminution des soutirages et, par conséquent, une diminution des contraintes en tensions basses.

Au regard de ces constats, la CRE a proposé, dans la consultation publique de mai 2016, sur la base des travaux menés par RTE en étroite collaboration avec les GRD et tel qu'illustré en figure 1, les nouvelles règles tarifaires suivantes :

- un ciblage plus précis de la zone de facturation en tensions basses : la facturation serait toujours fondée sur la contractualisation d'une « tangente phi » par point de connexion ou point de regroupement, mais n'aurait lieu que lorsque le soutirage du GRD est supérieur à un seuil  $P_a$  correspondant à un pourcentage de la puissance de soutirage souscrite dans le CART ;
- la tarification en tensions basses couvre toujours une période allant du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars, de 6 heures à 22 heures, du lundi au samedi ;
- la création d'une nouvelle zone de facturation en tensions hautes : la facturation se fait au-delà du seuil  $Q_f$ , lorsque le réseau de distribution injecte de l'actif et soutire de l'actif en deçà du seuil  $P_f$  ;
- la tarification en tensions hautes est applicable toute l'année, sept jours sur sept, vingt-quatre heures sur vingt-quatre ;
- le passage d'un pas de facturation mensuel à un pas de facturation horaire ;
- un coût unitaire du dépassement de :
  - 2,90 €/Mvar.h pour la zone de facturation en tensions basses ;
  - 0,50 €/Mvar.h pour la zone de facturation en tensions hautes.

Graphique 3 : Gabarit tarifaire à l'interface de deux réseaux publics d'électricité



La diminution des contraintes de tensions basses combinée à l'apparition de nouvelles perturbations de tensions hautes devrait occasionner pour les GRD des coûts du même ordre de grandeur qu'au cours du TURPE 4 (environ 500 k€ par an).

Enedis est favorable aux évolutions proposés. Certaines ELD attirent l'attention de la CRE sur les difficultés que pourrait occasionner le passage d'un pas de facturation mensuel à un pas de facturation horaire.

La CRE considère pertinent de mettre en œuvre ces nouvelles règles dès le TURPE 5 pour tenir compte, notamment, des problématiques de tension hautes. Elle demande à RTE de lui transmettre un bilan annuel de la mise en œuvre de ces nouvelles mesures.

## 2. PARAMETRES DU TURPE 5 HTB ET DE SA TRAJECTOIRE D'ÉVOLUTION

### 2.1 Revenu autorisé

L'article L. 341-2 du code de l'énergie dispose que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ».

En application de ces dispositions, les charges prévisionnelles de RTE à couvrir par le TURPE 5 HTB ont été déterminées par la CRE à partir de l'ensemble des coûts nécessaires au fonctionnement du réseau de transport, tels qu'ils lui ont été communiqués par RTE. Pour cela, RTE a transmis à la CRE sa demande tarifaire en mars 2016. Cette demande a ensuite été mise à jour par RTE en juillet 2016. Les charges prévisionnelles de RTE tiennent notamment compte des coûts résultant de l'exécution de ses missions de service public.

La CRE a analysé en détail l'ensemble des postes de charges présentés par RTE pour la période 2017-2020 afin que les charges prévisionnelles retenues pour définir le TURPE 5 HTB correspondent à celle d'un opérateur efficace.

L'analyse préliminaire de la CRE concernant les trajectoires prévisionnelles de charges à couvrir a été présentée dans la consultation publique de juillet 2016.

Les cinq parties prenantes ayant répondu aux questions portant sur le niveau tarifaire ont des avis partagés.

Concernant les charges nettes d'exploitation, certains acteurs, dont RTE et une organisation syndicale, émettent des critiques sur certaines des hypothèses retenues par l'auditeur, sans pour autant remettre en cause la fourchette présentée par la CRE. En revanche, un fournisseur souligne que les charges doivent être estimées à leur juste niveau de façon à ne pas surévaluer le TURPE 5 HTB. Leurs réponses sont détaillées ci-après.

Concernant le niveau du CMPC, les avis sont partagés quant à la baisse envisagée par la CRE : les opérateurs de réseaux ainsi que leur actionnaire sont défavorables à une baisse de cette ampleur tandis que les syndicats de salariés et associations de consommateurs y sont favorables.

#### 2.1.1 Demande de RTE

La demande de revenu autorisé prévisionnel présentée par RTE en juillet 2016 se décompose ainsi :

#### Revenu autorisé demandé par RTE pour la période du TURPE 5 HTB

En M€ courants	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17/20
Charges nettes d'exploitation :	<b>2 670</b>	<b>2 911</b>	<b>2 875</b>	<b>2 958</b>	<b>3 083</b>	<b>2 957</b>
<i>Charges liées à l'exploitation du système électrique</i>	820	955	944	994	1 043	984
<i>Charges nettes de fonctionnement</i>	1 850*	1 956	1 932	1 964	2 040	1 973
Recettes d'interconnexion	475	440	415	420	429	426
Charges de capital normatives	1 693	1 779	1 868	1 950	2 025	1 906
Apurement du solde du CRCP TURPE 4 HTB (solde 2015 + estimé 2016)	-	29	29	29	29	29
Revenu autorisé total demandé	<b>3 887</b>	<b>4 279</b>	<b>4 357</b>	<b>4 517</b>	<b>4 708</b>	<b>4 465</b>
<i>Evolution</i>	-	-	+1,8 %	+3,7 %	+4,2 %	+3,2 %

\* le réalisé 2015 intègre le produit du CICE (6,2 M€)

Concernant les charges nettes d'exploitation, la demande de RTE conduirait en 2017 à une hausse de +240 M€, soit +9,0 % par rapport au réalisé en 2015. Au cours de la période 2017-2020, ces charges augmenteraient ensuite de 1,9 % par an en moyenne.

La demande de RTE n'inclut pas les charges de constitution des réserves rapide et complémentaire ni les surcoûts des ajustements liés à la constitution des marges, aujourd'hui financés respectivement par la communauté des fournisseurs *via* le « coefficient c » et par celle des responsables d'équilibre en écarts *via* le « facteur k ».

Concernant les charges de capital normatives, RTE demande un CMPC nominal avant impôt de 6,7 %. Le CMPC en vigueur au cours de la période du TURPE 4 HTB était de 7,25 %.

### 2.1.2 Analyse de la CRE concernant les charges nettes d'exploitation

#### 2.1.2.1 Charges liées à la compensation des pertes sur le réseau

En application des dispositions de l'article L. 322-9 du code de l'énergie, RTE négocie librement les contrats permettant la couverture des pertes avec les producteurs et les fournisseurs de son choix selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés.

Dans son dossier tarifaire mis à jour de juillet 2016, la trajectoire des charges liées à la compensation des pertes pour la période du TURPE 5 HTB demandée par RTE s'appuie, d'une part, sur un volume de pertes en légère hausse, et d'autre part, sur les prix des produits annuels des deux dernières semaines d'avril 2016, soit 31,5 €/MWh pour 2017, et sur un prix de garantie de capacité de 10 €/kW.

La CRE retient les hypothèses de RTE sur l'estimation du volume de pertes et sur le prix de garantie de capacité.

Concernant les prix de l'énergie, la CRE retient les prix constatés par RTE pour les volumes de pertes qu'il a déjà achetés au 30 juin 2016. Pour les volumes non encore achetés par RTE au 30 juin 2016, elle prend en compte les prix constatés des produits à terme durant les deux dernières semaines de juin 2016 (33 €/MWh pour les produits annuels). Les mêmes hypothèses ont été retenues pour la compensation des pertes d'Enedis dans le cadre du TURPE 5 HTA-BT. Par rapport à la demande de RTE, cet ajustement conduit à une augmentation des charges liées à la compensation des pertes de 29 M€ par an en moyenne sur la période du TURPE 5 HTB. En particulier, pour l'année 2017, 76 % des volumes de pertes ont déjà été achetés par RTE au 30 juin 2016. En conséquence, le prix moyen des pertes pris en compte pour 2017 dans la trajectoire tarifaire est de 42,5 €/MWh.

Par ailleurs, conformément au cadre de régulation des pertes défini au paragraphe 1.3.2, l'écart de charges lié aux évolutions des prix de marché par rapport au prix moyen retenu dans le cadre de la présente délibération tarifaire est intégralement couvert au CRCP.

#### Trajectoire de charges liées à la compensation des pertes sur le réseau

	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17/20
Volumes (TWh)	10,7	10,6	10,7	11,1	11,5	11
Demande de RTE (M€ <sub>courant</sub> )	-	437	412	414	434	424
Ajustement (M€ <sub>courant</sub> )	-	+13	+20	+34	+51	+29
<b>Trajectoire (M€<sub>courant</sub>)</b>	<b>469</b>	<b>450</b>	<b>432</b>	<b>447</b>	<b>485</b>	<b>454</b>

#### 2.1.2.2 Charges liées à la constitution des services système tension et des réserves d'équilibrage

Le TURPE 5 HTB couvre les charges liées :

- au réglage primaire et secondaire de la tension (puissance réactive) et à la compensation synchrone ;
- à la constitution des réserves primaire et secondaire de réglage de la fréquence (puissance active) ;
- aux surcoûts des ajustements liés à la reconstitution des services système ;
- à la constitution des réserves rapide et complémentaire ;
- aux surcoûts des ajustements liés à la reconstitution des marges.

Ces deux derniers postes n'étaient pas intégrés dans le périmètre des charges couvertes par le précédent TURPE.

##### 2.1.2.2.1 Services système tension (réglage primaire et secondaire de la tension et compensation synchrone)

La trajectoire demandée par RTE est fondée sur les charges historiques. La CRE retient un ajustement permettant de prendre en compte la révision de l'enveloppe de réglage de la tension, conformément aux orientations de sa

délibération du 23 septembre 2016<sup>39</sup>. En conséquence, la trajectoire de charges demandée par RTE est ajustée de 10 M€ par an en moyenne. Ce poste n'est pas inclus au périmètre du CRCP.

**Trajectoire de charges liées aux services système tension**

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17 / 20
Demande de RTE	-	117	117	119	124	119
Ajustement	-	-7	-10	-12	-13	-10
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>113</b>	<b>110</b>	<b>107</b>	<b>108</b>	<b>111</b>	<b>109</b>

**2.1.2.2 Réserve primaire de réglage de la fréquence**

La trajectoire demandée par RTE est fondée, d'une part, sur un volume de contractualisation de la réserve primaire constant (573 MW) et, d'autre part, sur le prix moyen historique constaté sur les années 2014 et 2015 sur la plateforme de coopération des GRT allemands, autrichien, suisse et néerlandais pour la constitution de la réserve primaire, avec prise en compte de l'inflation sur la période TURPE 5.

Dans sa délibération portant orientations du 2 juin 2016<sup>40</sup>, la CRE a indiqué être favorable à ce que RTE rejoigne cette coopération dès janvier 2017. En conséquence, la CRE retient la trajectoire proposée par RTE. Ce poste est inclus au CRCP selon le mécanisme de régulation incitative décrit dans la partie 1.3.3.2.

**Trajectoire de charges liées à la constitution de réserve primaire**

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17 / 20
Demande de RTE	-	112	114	116	119	115
Ajustement	-	0	0	0	0	0
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>92</b>	<b>112</b>	<b>114</b>	<b>116</b>	<b>119</b>	<b>115</b>

**2.1.2.2.3 Réserve secondaire de réglage de la fréquence**

Dans son dossier tarifaire, RTE a demandé une augmentation significative des volumes à constituer pour la réserve secondaire. Cette augmentation repose sur des évolutions<sup>41</sup> dont les conséquences et le calendrier sont encore très incertains. En conséquence, la CRE ajuste la trajectoire demandée par RTE en considérant les volumes annuels de l'année 2016 comme référence pour déterminer les volumes constitués pour le TURPE 5 HTB, soit 662 MW. Par ailleurs, la CRE introduit la possibilité pour RTE de demander une hausse des volumes constitués en cours de période tarifaire. Si la CRE valide cette augmentation, les coûts correspondant seront alors couverts à 100 %, ce poste étant inclus au CRCP selon le mécanisme de régulation incitative décrit dans la partie 1.3.3.2. L'hypothèse de prix demandée par RTE et retenue par la CRE pour la trajectoire correspond à celle du prix régulé fixé dans les règles services système en vigueur<sup>42</sup>.

<sup>39</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/services-systeme-tension>

<sup>40</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/services-systeme-frequence-puissance>

<sup>41</sup> RTE cite, dans le dossier tarifaire, les éléments suivants : évolution de la formule de prescription, réduction de la fenêtre opérationnelle, utilisation de produits standards, évolution de l'aléa dimensionnant avec la mise en service de l'EPR de Flamanville.

<sup>42</sup> [http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_producteurs/services\\_clients/services\\_systeme.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/services_systeme.jsp)

**Trajectoire de charges liées à la constitution réserve secondaire**

	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17 / 20
Volume (MW)	655	662	662	662	662	662
Demande de RTE (M€ <sub>courants</sub> )	-	107	110	139	153	127
Ajustements (M€ <sub>courants</sub> )	-	0	0	-27	-38	-16
<b>Trajectoire retenue (M€<sub>courants</sub>)</b>	<b>105</b>	<b>108</b>	<b>110</b>	<b>112</b>	<b>115</b>	<b>111</b>

**2.1.2.2.4 Surcoûts des ajustements liés à la reconstitution des services système<sup>43</sup>**

Dans son dossier tarifaire, RTE a proposé une trajectoire des surcoûts des ajustements liés à la reconstitution des services système de 21 M€ par an en moyenne sur la période du TURPE 5 HTB, fondée sur leur évolution historique. La trajectoire retenue par la CRE est très proche de celle demandée par RTE. Le traitement de ces charges doit cependant être distingué en fonction du motif de reconstitution des services système.

**Surcoûts des ajustements liés à la reconstitution des services système au motif d'une évolution du besoin de RTE**

Environ 20 % des surcoûts des ajustements liés à la reconstitution des services système a pour origine une réévaluation du besoin de RTE entre le moment de la constitution des réserves (après-midi du J-1) et le temps réel. Ce poste est inclus au CRCP selon le mécanisme de régulation incitative décrit dans la partie 1.3.3.2. La CRE retient la trajectoire proposée par RTE.

**Trajectoire de charges liées à la reconstitution des services système au motif d'une évolution du besoin de RTE**

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17/20
Demande de RTE	-	4	4	4	4	4
Ajustements	-	0	0	0	0	0
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>N.A</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>

**Surcoûts des ajustements liés à la reconstitution des services système pour motif autre qu'une évolution du besoin de RTE**

Les autres surcoûts, générés 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, représentent environ 80 % des surcoûts liés à la reconstitution des services système. Ce poste est inclus à 100 % au périmètre du CRCP et traité de manière identique aux pénalités perçues par RTE visant à couvrir ces surcoûts (cf. partie 2.1.2.4 et délibération de la CRE du 3 décembre 2015<sup>44</sup>). En accord avec RTE, la CRE a procédé à un ajustement de -1 M€ sur cette trajectoire.

<sup>43</sup> Les surcoûts liés à la reconstitution des services système n'étaient portés par le tarif que lorsque la tendance du système était à la baisse. Lorsque la tendance était à la hausse, ces coûts étaient imputés aux responsables d'équilibre en écarts via le « facteur k ». Par ailleurs, ces surcoûts n'étaient pas distingués par leur motif. Le périmètre des charges couvertes par le TURPE 5 HTB intègre l'ensemble des surcoûts liés à la reconstitution des services système, quelle que soit la tendance du système.

<sup>44</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/approbation/regles-services-systeme3>

**Trajectoire de charges liées à la à la reconstitution des services système pour motif autre qu'une évolution du besoin de RTE**

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17/20
Demande de RTE	-	16	16	17	17	17
Ajustements	-	0	-1	-1	-1	-1
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>N.A</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>	<b>16</b>

Enfin, la CRE demande à RTE de lui transmettre chaque année un bilan détaillé des motifs d'activation des offres, notamment pour la reconstitution des services système.

**2.1.2.2.5 Réserves rapide et complémentaire**

Dans son dossier tarifaire, RTE n'a pas proposé de trajectoire associée à la contractualisation des réserves rapide et complémentaire mais a toutefois fait part d'un risque d'augmentation significative des volumes à constituer pour ces réserves. De même que pour la réserve secondaire, la trajectoire retenue par la CRE considère les volumes annuels de l'année 2016 comme référence pour déterminer les volumes constitués pour le TURPE 5 HTB, soit respectivement 1000 MW pour la réserve rapide et 500 MW pour la réserve complémentaire. Ces postes sont inclus au CRCP selon le mécanisme de régulation incitative décrit dans la partie 1.3.3.2. Ainsi, RTE a la possibilité de demander une hausse des volumes contractualisés en cours de période tarifaire. Si la CRE valide cette augmentation, les coûts correspondants seront alors couverts via le CRCP. L'hypothèse de prix retenue pour la trajectoire est fondée sur le prix constaté pour la contractualisation de la période de livraison 2016, avec prise en compte de l'inflation au cours de la période du TURPE 5 HTB.

**Trajectoire de charges liées à la constitution de la réserve rapide**

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17 / 20
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>23</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>24</b>	<b>23</b>

**Trajectoire de charges liées à la constitution de la réserve complémentaire**

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17 / 20
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>

**2.1.2.2.6 Surcoûts des ajustements liés à la reconstitution des marges**

Dans son dossier tarifaire, RTE n'a pas proposé de trajectoire associée aux surcoûts des ajustements liés à la reconstitution des marges. La trajectoire retenue par la CRE pour la reconstitution des marges pendant la période du TURPE 5 HTB s'appuie sur les valeurs historiques de la période 2013-2015. Ce poste est inclus au CRCP selon le mécanisme de régulation incitative décrit dans la partie 1.3.3.2.

**Trajectoire de charges liées à la reconstitution des marges**

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17 / 20
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>4</b>	<b>11</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>12</b>	<b>12</b>



**2.1.2.2.7 Synthèse**

Les trajectoires des charges liées à la constitution des réserves d'équilibrage et aux services système tension retenues pour la période du TURPE 5 HTB sont données ci-dessous :

**Trajectoire de charges liées à la constitution des réserves d'équilibrage et aux services système tension**

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17 / 20
Trajectoire retenue par la CRE à iso périmètre	329	349	350	356	365	355
Réserves rapide et complémentaire et surcoûts liés à la reconstitution des marges*	48	43	44	45	46	44
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>377</b>	<b>392</b>	<b>394</b>	<b>401</b>	<b>410</b>	<b>399</b>

\*Les coûts de constitution des réserves rapide et complémentaire et les surcoûts liés à la reconstitution des marges n'étaient pas inclus dans les charges à couvrir par le TURPE 4 HTB.

**2.1.2.3 Autres charges liées à l'exploitation du système électrique**

**2.1.2.3.1 Coûts de congestion**

Le TURPE 5 HTB couvre les charges de congestions nationales et internationales supportées par RTE. Les coûts de congestions nationales ne sont pas inclus au périmètre du CRCP. En revanche, les coûts de congestions internationales sont inscrits au périmètre du CRCP afin d'inciter RTE à maximiser la capacité disponible aux interconnexions.

Dans son dossier tarifaire actualisé de juillet 2016, RTE a transmis la trajectoire mise à jour des coûts de congestions nationales et internationales pour la période 2017-2020. RTE demande la couverture des coûts de congestions nationales et internationales à hauteur de 28 M€ par an en moyenne, à comparer à la demande initiale équivalente à 25 M€ par an en moyenne.

RTE indique que la hausse des coûts de congestions nationales de 17 M€ en 2017 à 30 M€ en 2020 résulte de divers facteurs dont, notamment, des effets de l'arrêt annoncé des groupes fioul d'EDF de Cordemais et de Porcheville à partir de l'année 2018.

Dans la consultation publique de juillet 2016, la CRE a indiqué envisager de fixer les charges prévisionnelles liées à ce poste à 17 M€ par an en moyenne (15 M€ de congestions nationales et 2 M€ de congestions internationales), compte tenu du niveau de charges réel constaté sur la période 2013-2015 (à savoir 6 M€ par an en moyenne pour les congestions nationales et 0M€ pour les congestions internationales).

Dans sa réponse à cette consultation publique, RTE indique accepter la révision de la trajectoire de congestions nationales et internationales proposée par la CRE mais demande la mise en place d'une clause spécifique afin de prendre en compte *via* le CRCP, le cas échéant, les coûts de congestions nationales supplémentaires qui pourraient résulter de la fermeture des groupes fioul de Porcheville et Cordemais.

Le niveau proposé par la CRE dans la consultation publique est supérieur au niveau constaté sur la période 2013-2015 afin, notamment, de prendre en compte des risques tels que celui associé à la fermeture de centrales de production. La CRE considère donc qu'il n'est pas pertinent d'inclure une clause spécifique à ce poste de coût.

Au regard de ces éléments, la CRE décide de fixer la trajectoire de coûts de congestions nationales et internationales à 17 M€ par an en moyenne sur la période du TURPE 5 HTB (15 M€ de congestions nationales et 2 M€ de congestions internationales).

**Trajectoire de coûts de congestions nationales**

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17/20
Demande de RTE	-	17	21	29	30	24
Ajustements	-	-2	-6	-14	-14	-9
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>4</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>15</b>

**Trajectoire de coûts de congestions internationales**

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17/20
Demande de RTE	-	2	2	5	5	4
Ajustements	-	-	-	-3	-3	-2
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>0.4</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>2</b>

**2.1.2.3.2 Coûts liés au mécanisme de compensation inter-gestionnaires de réseau de transport**

Le TURPE 5 HTB couvre les coûts liés au mécanisme de compensation inter-gestionnaires de réseau de transport (ITC). Ce poste n'est pas inclus au périmètre du CRCP.

Dans son dossier tarifaire actualisé de juillet 2016, RTE a transmis la trajectoire mise à jour des charges liées au mécanisme ITC pour la période 2017-2020. Cette actualisation prend en compte l'actualisation de ses prévisions de consommation sur la période du TURPE 5 HTB ainsi que la hausse du solde exportateur prévue dans le bilan prévisionnel 2016. Elle aboutit à une demande équivalente à 42 M€ par an en moyenne.

Dans la consultation publique de juillet 2016, la CRE a indiqué envisager de fixer les charges prévisionnelles liées à ce poste de coûts à 31 M€ par an en moyenne compte tenu du niveau de charges réel constaté sur la période 2013-2015, à savoir 24 M€ par an en moyenne.

Dans sa réponse à cette consultation publique, RTE indique accepter la révision de la trajectoire de congestions proposée par la CRE

Au regard de ces éléments, la CRE décide de fixer la trajectoire de coûts liés au mécanisme ITC à 31 M€ par an en moyenne sur la période du TURPE 5 HTB. Ce poste est exclu du périmètre du CRCP.

**Trajectoire de coûts liés au mécanisme de compensation inter-gestionnaires de réseau de transport**

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17/20
Demande de RTE	-	35	40	43	49	42
Ajustements	-	-5	-10	-12	-18	-11
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>24</b>	<b>30</b>	<b>30</b>	<b>31</b>	<b>31</b>	<b>31</b>

**2.1.2.3.3 Coûts du dispositif d'interruptibilité**

Le TURPE 5 HTB couvre les coûts liés au dispositif d'interruptibilité. Ce poste est inclus au périmètre du CRCP.

Dans son dossier tarifaire actualisé de juillet 2016, RTE a transmis une trajectoire de coûts pour l'interruptibilité de 108 M€ par an. En accord avec RTE, la CRE a réévalué cette trajectoire afin de prendre en compte les effets des arrêtés du 3 octobre 2016 relatifs à ce dispositif<sup>45</sup>. Les effets conjugués de ces arrêtés conduisent à une réduction du montant maximal du coût de ce dispositif de 108 M€ par an à 96 M€ par an.

**Trajectoire de coûts liés au dispositif d'interruptibilité**

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17/20
Demande initiale	108	108	108	108	108
Prise en compte du projet d'arrêté	-12	-12	-12	-12	-12
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>96</b>	<b>96</b>	<b>96</b>	<b>96</b>	<b>96</b>

**2.1.2.4 Charges nettes de fonctionnement**

Les charges nettes de fonctionnement sont constituées des autres achats de matériel et services, des charges de personnel, des impôts et taxes et des autres charges et produits d'exploitation après déduction de la production immobilisée.

Les charges nettes de fonctionnement réalisées par RTE sur la période 2013-2015 ont été significativement inférieures aux charges prévisionnelles effectivement couvertes par le TURPE 4 HTB. L'écart cumulé constaté est de 309 M€ en faveur de RTE.

La CRE retient comme référence pour ses travaux le niveau des charges atteint par RTE au cours de la période du TURPE 4 HTB, afin de faire bénéficier les utilisateurs des gains d'efficacité réalisés par RTE pendant cette période. La CRE s'est ainsi appuyée sur les données constatées des exercices 2013-2015 afin d'apprécier les trajectoires prévisionnelles présentées par l'opérateur, tout en prenant en compte les nouveaux projets susceptibles d'avoir des effets sur le niveau de charges de RTE au cours de la période 2017-2020.

Les charges nettes de fonctionnement prévisionnelles présentées par RTE pour la période 2017-2020 sont les suivantes :

**Demande RTE - Charges nettes de fonctionnement**

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Charges nettes de fonctionnement - Demande mise à jour de RTE</b>	<b>1 850*</b>	<b>1 956</b>	<b>1 932</b>	<b>1 964</b>	<b>2 040</b>	<b>1 973</b>
Evolution (%)		+5,7 %	-1,2 %	+1,7 %	+3,8 %	+1,4 %

\* le réalisé 2015 intègre le produit du CICE (6,2 M€)

La demande de RTE conduirait en 2017 à une hausse de 105 M€, soit +5,7 % par rapport au réalisé 2015 et un taux de croissance annuel moyen de +1,4 % entre 2017 et 2020. Les principaux facteurs explicatifs de cette hausse sont les évolutions réglementaires et fiscales, l'augmentation des postes « autres achats de matériel et services » et « charges de personnel », compensées partiellement par la fin du programme de sécurisation mécanique.

Pour fixer le niveau des charges nettes de fonctionnement à couvrir, la CRE a analysé de manière approfondie la demande de RTE en se fondant notamment sur :

- les données issues des comptes de RTE pour les années 2013 à 2015 ;
- les hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2016 à 2020 communiquées par RTE ;

<sup>45</sup> Arrêté du 3 octobre 2016 modifiant l'arrêté du 22 décembre 2015 pris en application de l'article L.321-19 du code de l'énergie et arrêté du 3 octobre 2016 modifiant l'arrêté du 22 décembre 2015 fixant le volume de capacités interruptibles à contractualiser par le GRT

- les résultats d'un audit des charges nettes de fonctionnement réalisées et prévisionnelles de RTE sur les exercices 2013 à 2020 ;
- les résultats d'un audit sur les systèmes d'information de RTE ;
- les réponses à la consultation publique de juillet 2016 : quatre acteurs (RTE, deux fournisseurs et un syndicat de salariés de RTE) se sont prononcés sur le niveau des charges de fonctionnement à couvrir par le TURPE 5 HTB.

**2.1.2.4.1 Principales conclusions**

Dans la consultation publique de juillet 2016, la CRE a présenté ses analyses préliminaires relatives aux charges de fonctionnement présentées par RTE dans son dossier tarifaire initial transmis en mars 2016.

Les ajustements de la trajectoire de l'opérateur recommandés par l'audit externe représentaient, par rapport à la demande de RTE de mars 2016, environ -108 M€ par an en moyenne au cours de la période du TURPE 5 HTB. En outre, l'auditeur avait laissé à l'appréciation de la CRE l'analyse de certains thèmes dont il estimait qu'ils relevaient essentiellement d'un arbitrage du régulateur ou d'un choix de régulation.

Dans la consultation publique de juillet 2016, la CRE a également exposé les éléments nouveaux inclus dans la demande tarifaire modificative transmise par RTE en juillet 2016.

A la suite de la mise à jour par RTE de sa demande tarifaire, la CRE a fait appel à l'auditeur externe pour qu'il poursuive sa mission et analyse cette mise à jour. En parallèle, la CRE a poursuivi ses propres analyses sur les thèmes que l'auditeur a laissés à son appréciation.

Ajustements recommandés par l'audit externe

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a amendé ses recommandations de la façon suivante :

**Ajustements recommandés par l'auditeur**

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Ajustements recommandés par l'auditeur et présentés dans la consultation publique du 27 juillet 2016</b>	<b>-88</b>	<b>-98</b>	<b>-125</b>	<b>-120</b>	<b>-108</b>
Par rapport à la demande de RTE (%)	-4,6 %	-5,2 %	-6,4 %	-6,0 %	-5,5 %
<b>Ajustements finaux recommandés par l'auditeur *</b>	<b>-76</b>	<b>-85</b>	<b>-95</b>	<b>-104</b>	<b>-90</b>
Par rapport à la demande mise à jour de RTE (%)	-3,9 %	-4,4 %	-4,9 %	-5,1 %	-4,6 %
<b>Ecart</b>	<b>-11</b>	<b>-14</b>	<b>-30</b>	<b>-16</b>	<b>-18</b>

\* hors ajustement sur l'avantage en nature énergie (ANE) présenté dans la trajectoire globale des ajustements de l'auditeur, mais laissé à l'appréciation de la CRE

Les écarts constatés s'expliquent :

- par la prise en compte de certaines recommandations de l'auditeur dans la mise à jour de la demande de RTE, telles que celles portant sur les autres charges opérationnelles ou les produits d'exploitation par exemple, à hauteur d'environ 20 M€ par an en moyenne ;
- par la non-reconduction de certains ajustements de l'auditeur, à la suite de l'analyse des justifications fournies par RTE à hauteur d'environ 8 M€ par an en moyenne ;
- par de nouveaux ajustements à la suite de la demande mise à jour de RTE à hauteur d'environ 10 M€ par an en moyenne.

Les ajustements proposés par l'auditeur s'élèvent à 90 M€ par an en moyenne.

Au regard des conclusions de l'auditeur, des éléments complémentaires communiqués à la CRE par RTE<sup>46</sup> et au vu de l'ensemble des éléments portés à sa connaissance, la CRE retient les ajustements recommandés par l'auditeur à hauteur de 51 M€ par an en moyenne. Ces ajustements portent principalement sur les postes « autres achats de matériel et services », « impôts et taxes », « CICE » et « produits d'exploitation ».

<sup>46</sup> Notamment la réalisation décalée de certains projets prévus au moment de l'élaboration du TURPE 4 HTB compensée par d'autres projets réalisés non prévus



La CRE n'a pas retenu d'ajustement sur la sécurisation mécanique et n'a retenu qu'une partie des ajustements recommandés sur les « impôts et taxes » et systèmes d'information.

### Ajustements recommandés par l'auditeur et retenus par la CRE

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Ajustements proposés par l'audit externe et retenus par la CRE</b>	<b>-40</b>	<b>-50</b>	<b>-56</b>	<b>-59</b>	<b>-51</b>

### Autres ajustements

S'agissant des thèmes dont l'auditeur a considéré qu'ils relevaient essentiellement d'un arbitrage du régulateur ou d'un choix de régulation, la CRE a finalisé ses analyses et retient les ajustements suivants :

- la restitution du trop-perçu sur la période du TURPE 4 HTB au titre d'une convention avec un utilisateur du réseau ;
- un ajustement concernant la nouvelle méthodologie du calcul de l'avantage en nature énergie (ANE) présentée par RTE dans sa demande mise à jour, essentiellement lié à la non prise en compte du changement d'hypothèses actuarielles demandé par RTE ;
- la prise en compte de l'évolution réelle des TRV bleus au 1<sup>er</sup> août 2016 qui impacte les dotations nettes pour avantages au personnel de RTE ;
- un ajustement complémentaire sur le produit « abattements, pénalités et indemnités liés aux services système et aux réserves d'équilibrage » ;
- un ajustement au titre des charges de personnel visant à harmoniser les hypothèses de salaire national de base (SNB) du régime des industries électriques et gazières (IEG) considérées dans les différents dossiers tarifaires en cours (TURPE 5 HTA-BT, ATRT6<sup>47</sup>, ATTM5<sup>48</sup>), l'effet global étant neutre sur l'ensemble des tarifs cités.

### Ajustements supplémentaires retenus par la CRE

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Ajustements supplémentaires retenus par la CRE</b>	<b>-37</b>	<b>-37</b>	<b>-42</b>	<b>-44</b>	<b>-40</b>

### Analyse de l'efficience proposée par RTE

Au cours de la période du TURPE 5 HTB, RTE indique avoir intégré, dans sa trajectoire de charges nettes de fonctionnement, des efforts d'efficience sur les postes jugés manœuvrables, pour un montant de 25 M€<sub>2015</sub> cumulé sur les 4 ans.

Sur ce total, 15 M€ ont été identifiés par l'auditeur lors de ces travaux, le solde restant a été pris en compte dans la trajectoire du poste « Autres achats de matériel et services ».

En prenant en compte l'objectif d'efficience présenté par RTE ainsi que les ajustements précédemment décrits, la moyenne annuelle des charges nettes de fonctionnement s'élève à 1 882 M€ pour la prochaine période tarifaire. Le taux de croissance annuel moyen prévu des charges nettes de fonctionnement est de +1,0 % au cours de la période 2017-2020. Cette évolution est en ligne avec les taux prévisionnels d'inflation.

Au regard de ces éléments, la CRE ne retient pas d'ajustement additionnel au titre de l'efficience.

<sup>47</sup> ATRT : Accès des Tiers aux Réseaux de Transport de gaz

<sup>48</sup> ATTM : Accès des Tiers aux Terminaux Méthaniers

Trajectoire de charges nettes de fonctionnement résultant des ajustements retenus par la CRE

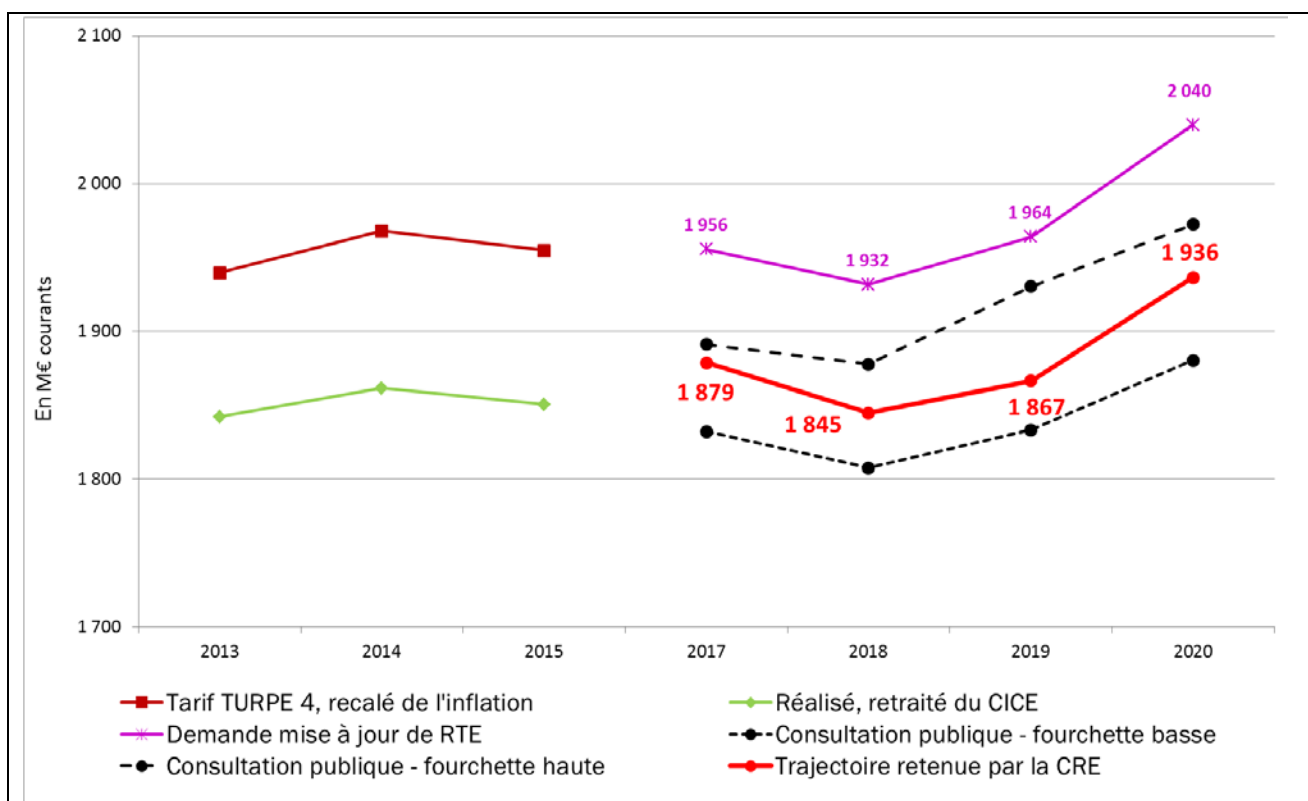
En synthèse, le tableau et le graphique suivants présentent la trajectoire de charges nettes de fonctionnement résultant des ajustements retenus par la CRE pour le TURPE 5 HTB.

Trajectoire ajustée – Charges nettes de fonctionnement

En M€ courants	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Demande mise à jour de RTE</b>	-	<b>1 956</b>	<b>1 932</b>	<b>1 964</b>	<b>2 040</b>	<b>1 973</b>
Ajustements proposés par l'audit externe et retenus par la CRE	-	-40	-50	-56	-59	-51
Ajustements supplémentaires retenus par la CRE	-	-37	-37	-42	-44	-40
<b>Trajectoire retenue par la CRE</b>	<b>1 850*</b>	<b>1 879</b>	<b>1 845</b>	<b>1 867</b>	<b>1 936</b>	<b>1 882</b>
Evolution (%)		+1,5 %	-1,8 %	+1,2 %	+3,7 %	+1,0 %

\* le réalisé 2015 intègre le produit du CICE (6,2 M€)

Graphique 4 : Trajectoire des charges nettes de fonctionnement



Les paragraphes suivants présentent les conclusions détaillées des analyses de la CRE sur les principaux postes de charges nettes de fonctionnement.

2.1.2.4.2 Analyse des principaux ajustements

Autres achats de matériel et services

RTE demande une hausse du poste « Autres achats de matériel et services » à hauteur de 40 M€, soit +5,6 %, entre le réalisé 2015 et la demande 2017. Sur la période 2017-2020, les charges évoluent ensuite de -1 % par an en moyenne.

Cette évolution au cours de la période du TURPE 5 HTB s'explique par l'arrivée à son terme en 2017 du programme de sécurisation mécanique. Décidé à la suite de la tempête de 1999 en France, ce programme vise à sécuriser certains axes prioritaires du réseau de transport d'électricité face à des événements majeurs. Après



avoir engagé des dépenses de 144 M€ par an en moyenne sur 2013-2015, RTE projette d'achever, comme cela était prévu à l'origine, le programme de sécurisation mécanique en 2017 en engageant un montant de dépenses de 97 M€. A compter de 2018, RTE souhaite maintenir un niveau de dépenses de 11 M€<sub>2015</sub> par an pour la politique de renforcement mécanique. RTE considère que le maintien de ce niveau de dépenses est nécessaire afin de ne pas perdre le bénéfice des actions engagées précédemment.

Hors sécurisation mécanique, les dépenses présentées par RTE sous l'appellation « contrôlables » augmentent de 4,8 % en 2017 par rapport à 2015, puis de +3,4 % par an en moyenne sur 2017-2020. RTE indique que l'évolution de ces dépenses est principalement due à sa politique de gestion des actifs : pour faire face au vieillissement du réseau, RTE a mis en place, depuis 2011, cette politique qui vise à augmenter la durée de vie des ouvrages en réhabilitant les éléments d'ouvrage défaillants. Cette stratégie a pour conséquence une augmentation des coûts d'exploitation, cette dernière devant permettre une moindre hausse des investissements de renouvellement.

La hausse des charges liées à la gestion des actifs demandée par RTE est cohérente avec celle anticipée dans ses programmes d'investissement tels que transmis à la CRE. En conséquence, la CRE retient la trajectoire proposée par RTE sur ce poste. Par ailleurs, elle demande à RTE de lui transmettre, dans le cadre de l'approbation du programme d'investissement, un suivi annuel de ces dépenses pour s'assurer notamment qu'aucun arbitrage entre ces dépenses d'exploitation et les investissements de renouvellement n'est effectué sur la période du TURPE 5 HTB.

#### *Ajustements proposés par l'auditeur*

L'approche adoptée par l'auditeur pour analyser le niveau des charges nettes de fonctionnement de RTE a notamment consisté à apprécier les trajectoires prévisionnelles présentées par l'opérateur sur chacun des postes de coûts au regard du niveau des charges réalisées sur la période 2013-2015, et notamment en 2015.

#### Postes insuffisamment justifiés

L'auditeur a considéré que RTE n'était pas en mesure d'apporter, sur quelques sous-postes, des éléments détaillés et chiffrés permettant d'étayer la réalité des hausses prévues. Il s'agit principalement des charges d'assurance liées aux nouveaux engagements qualité du CART-C, des prévisions de charges liées aux avaries et aux vols de cuivre.

Concernant les systèmes d'information, l'auditeur a intégré un ajustement conformément aux conclusions de l'audit commandité par la CRE sur ce sujet spécifique. Cet ajustement s'élève à 4,5 M€ par an en moyenne.

L'absence de justification des évolutions demandées au regard du niveau de coûts constatés sur la période du TURPE 4 HTB conduit la CRE à corriger la trajectoire demandée par RTE sur ce poste de 21 M€ par an en moyenne sur la période 2017-2020. Ce montant intègre également un écart d'inflation de 5 M€ par an (cf. paragraphe « niveaux prévisionnels d'inflation » ci-dessous) ainsi que 10 M€ d'efforts d'efficacité sur la période, identifiés par RTE mais non répercutés dans son plan d'affaires (cf. paragraphe 2.1.2.4.1).

#### Projet INUIT<sup>49</sup>

En plus de l'ajustement qu'il a proposé sur les systèmes d'information (cf. supra), l'auditeur a proposé un ajustement de 9 M€ par an en moyenne sur le projet INUIT du fait d'un écart significatif entre les montants prévisionnels et réalisés associés à ce projet au cours de la période du TURPE 4 HTB. RTE justifie principalement ces moindres dépenses par un décalage temporel du projet et indique avoir mené, sur la période du TURPE 4 HTB, d'autres projets non anticipés au moment de l'élaboration du tarif.

Compte tenu de l'importance des systèmes d'information dans la mise en œuvre de la transition énergétique et des ajustements déjà effectués sur les charges de fonctionnement et les dépenses d'investissement liées aux systèmes d'information, la CRE ne retient pas cet ajustement.

#### Sécurisation mécanique

Le rapport d'audit montre que les dépenses consacrées, pendant le TURPE 4 HTB, à la sous-politique de sécurisation mécanique relative à la sécurisation des traversées ont été inférieures de 31 M€ aux dépenses prévisionnelles. L'auditeur considère dès lors que financer les 8 M€ prévus pour la période du TURPE 5 HTB correspondrait à un double financement. La CRE constate toutefois que si les dépenses en termes de volumes de travaux consacrées à cette sous-politique ont été inférieures à la trajectoire prévue pour le TURPE 4 HTB, celles relatives aux autres sous-politiques se sont révélées supérieures, en volume, de 25 M€. Par ailleurs, RTE a indiqué à la CRE, qu'à la suite de la tempête Xynthia, il avait identifié un besoin de travaux supplémentaires pour l'achèvement du programme de sécurisation mécanique. La trajectoire globale de volume de travaux présentée par RTE pour l'année 2017 est cohérente avec cette évolution. La CRE ne retient donc pas d'ajustement sur ce poste.

<sup>49</sup> Le projet INUIT a pour objectif d'unifier le réseau de télécommunication de RTE

*Ajustement supplémentaire retenu par la CRE*

La trajectoire du TURPE 4 HTB intégrait des coûts associés à une convention conclue entre RTE et un utilisateur du réseau à hauteur de 11 M€ par an en moyenne. Les coûts constatés au cours de la période du TURPE 4 HTB ont été de 1 M€ en moyenne par an.

Il résulte de l'analyse des différents documents contractuels transmis par RTE, qu'au moment des travaux tarifaires relatifs au TURPE 4 HTB, il existait de fortes incertitudes sur les coûts de mise en œuvre de cette convention. La CRE estime que cet élément de contexte aurait dû être porté à sa connaissance. Les gains réalisés par RTE sur ce poste au cours du TURPE 4 HTB doivent être restitués aux utilisateurs de réseaux, soit un ajustement de 11 M€ par an en moyenne.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE retient les montants d'ajustements suivants sur le poste « autres achats de matériel et services » :

**Autres achats de matériel et services**

En M€ courants	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande mise à jour de RTE <sup>50</sup>	-	755	689	688	734	717
Ajustements	-	-29	-34	-34	-31	-32
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>715</b>	<b>726</b>	<b>655</b>	<b>654</b>	<b>703</b>	<b>685</b>

**Charges de personnel**

Les charges de personnel comprennent principalement les rémunérations, les charges de pension et les charges de sécurité sociale. RTE demande une hausse du poste « Charges de personnel » à hauteur de 73 M€, soit +8,8 %, entre le réalisé 2015 et la demande 2017. Sur la période 2017-2020, les charges évoluent ensuite de +1,4 % par an en moyenne.

La hausse des dépenses de personnel entre 2015 et 2017 est portée par l'augmentation des rémunérations principales, l'évolution du niveau des charges de pension supportées par RTE ainsi que le changement de méthode de calcul de la provision induite par l'avantage en nature énergie (ANE).

Sur le poste « charges de personnel », la CRE retient les principaux ajustements suivants :

*CICE (Crédit d'Impôt Compétitivité Emploi)*

Le CICE est un crédit d'impôt sur les sociétés assis sur les rémunérations versées. Selon l'autorité des normes comptables<sup>51</sup>, il n'a pas la nature d'un impôt mais celle d'une réduction de charges sociales.

La CRE constate que RTE est éligible au CICE au titre des années 2013 à 2016.

A l'instar de ce qu'elle a décidé pour le tarif ATRD5 de GRDF<sup>52</sup>, la CRE déduit ce produit d'exploitation du niveau des charges à couvrir par le TURPE 5 HTB.

Dans ce cadre, la CRE retient un ajustement de 7 M€ par an en moyenne sur la période 2017-2020.

*Avantage en nature énergie (ANE)*

RTE demande une hausse de 26 M€ par an du poste « Avantages en nature énergie » inclus dans les charges de personnel. Cette hausse est due à une modification du calcul des engagements sociaux et à l'évolution des taux d'actualisation et d'inflation utilisés pour les valoriser.

<sup>50</sup> La trajectoire de ce poste inclut les loyers prévus dans les baux de location immobilière avec les franchises éventuelles. Ces franchises sont prises en compte l'année de leur occurrence prévisionnelle, sans préjuger du traitement comptable qui sera retenu par RTE. La CRE contrôlera, à l'issue de la période du TURPE 5 HTB, les écarts éventuels issus d'une différence entre la modalité de prise en compte de ces franchises par le TURPE 5 HTB et le traitement comptable retenu par RTE. Les résultats de cet audit seront pris en compte.

<sup>51</sup> Communiqué du 23 mai 2013 publié au Bulletin de la CNCC (Compagnie nationale des commissaires aux comptes) n° 170 de juin 2013

<sup>52</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2016 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF





La CRE retient une partie de la hausse demandée. Elle prend en compte le changement de méthodologie du calcul de l'ANE au sein du groupe EDF, tout en retenant une évolution de ce poste cohérente avec les caractéristiques spécifiques de RTE et d'Enedis.

La CRE ne retient pas l'évolution des hypothèses actuarielles présentées par RTE. Ces hypothèses, en très forte hausse dans la demande révisée de RTE de juillet 2016, ne sont pas justifiées au regard des taux d'actualisation retenus par RTE lors de l'établissement de ses derniers comptes annuels 2015.

Au total, la CRE retient un ajustement de 14 M€ par an en moyenne.

### Niveau du TRV bleu

Le tarif réglementé de vente d'électricité entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2016 a conduit à une baisse de 0,5 % pour les particuliers. RTE n'a pas pris en compte cette évolution des tarifs bleus, pas plus que l'augmentation rétroactive de ces tarifs à la suite de la décision du Conseil d'Etat du 15 juin 2016<sup>53</sup>.

Au regard de ces éléments, la CRE décide d'un ajustement de 1 M€ par an en moyenne, en cohérence avec le niveau de dotations nettes au titre de l'ANE.

### Autre poste insuffisamment justifié

Dans sa demande mise à jour en juillet, RTE a introduit une hausse de 6M€ par an moyenne par rapport à sa demande initiale sur le poste « charges de personnel ». Cette hausse est justifiée par RTE par une révision de son estimation des coûts supportés au titre de l'année 2016 par rapport à celle retenue dans le cadre de son dossier tarifaire initial. L'auditeur considère que la hausse demandée n'est pas cohérente avec les derniers exercices réalisés. La CRE constate en effet que RTE n'a pas été en mesure de justifier la prise en compte par le tarif de ces charges supplémentaires et qu'il convient, à ce titre, de ne pas retenir l'évolution demandée de 6 M€ par an en moyenne.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE retient les montants d'ajustements suivants sur le poste « charges de personnel » :

### Charges de personnel

En M€ courants	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande mise à jour de RTE	-	903	915	926	943	922
Ajustements	-	-28	-30	-34	-37	-32
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>830</b>	<b>876</b>	<b>885</b>	<b>893</b>	<b>906</b>	<b>890</b>

### Impôts et taxes

Le poste « Impôts et taxes » est constitué principalement de la taxe sur les pylônes, de l'IFER (impôt forfaitaire sur les entreprises de réseaux), de la CET (contribution économique territoriale), de la taxe foncière et des taxes sur les rémunérations.

RTE demande une hausse du poste « Impôts et taxes » à hauteur de 33 M€, soit +6,6 %, entre le réalisé 2015 et la demande 2017. L'évolution demandée par RTE est principalement portée par la hausse prévisionnelle de la taxe sur les pylônes et de l'IFER. Sur la période 2017-2020, les charges évoluent ensuite de +4,1 % par an en moyenne.

### Taxe sur les pylônes et IFER

Concernant la taxe sur les pylônes et l'IFER, RTE a demandé la prise en compte d'évolutions normatives annuelles. L'auditeur auquel la CRE a fait appel recommande de prendre en compte une évolution de ces postes limitée à l'inflation sur 2017-2020, soit un ajustement de 30 M€ en moyenne par an sur la période. La CRE observe que les évolutions constatées sur les dernières années ont été supérieures à l'inflation. En revanche, le retour d'expérience du TURPE 4 HTB montre que les hypothèses de RTE sur ce sous-poste étaient surestimées.

<sup>53</sup> Conseil d'Etat, 15 juin 2016, Association nationale des opérateurs détaillant en énergie (ANODE), 383722 et 386078

La CRE décide par conséquent de revoir à la baisse la trajectoire de ce sous-poste pour la période 2017-2020 de 10 M€ par an en moyenne.

### *Contribution sociale de solidarité des sociétés (C3S)*

L'auditeur recommande d'ajuster la trajectoire de 8 M€ par an en moyenne afin de prendre en compte la suppression prévue, au moment de l'audit, de la C3S. Cette suppression n'ayant pas été confirmée à la date de la présente délibération, la CRE ne retient pas cet ajustement.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE retient les montants d'ajustements suivants sur le poste « impôts et taxes » :

### Impôts et taxes

En M€ courants	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande mise à jour de RTE	-	531	556	577	599	565
Ajustements	-	-3	-7	-12	-18	-10
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>498</b>	<b>528</b>	<b>549</b>	<b>565</b>	<b>581</b>	<b>556</b>

### Produits d'exploitation

RTE demande une hausse du poste « Produits d'exploitation » à hauteur de 38 M€, soit +13,1 %, entre le réalisé 2015 et la demande 2017. La hausse est pour moitié liée à la hausse de la production immobilisée qui augmente de 17 M€ en 2017 (impact est neutre sur le niveau des charges nettes à couvrir). Sur la période 2017-2020, les produits évoluent ensuite de +0,6 % par an en moyenne.

#### *Produits extra-tarifaires*

RTE n'a pas été en mesure de fournir des justifications nécessaires aux évolutions des sous-postes « déplacements d'ouvrages » et « ventes de produits résiduels » au regard du niveau réalisé sur la période 2013-2015.

L'auditeur propose en conséquence un ajustement à la hausse du poste « produits de prestations », à hauteur de 2 M€ par an en moyenne. La CRE retient cet ajustement.

#### *Autres produits d'exploitation*

La CRE revoit à la hausse les trajectoires demandées par RTE (effet à la baisse sur le niveau des charges nettes à couvrir) afin de prendre en compte le réalisé du TURPE 4 HTB, en particulier pour le sous-poste « frais de gestion des responsables d'équilibre », à hauteur de 4 M€ par an en moyenne compte tenu des incertitudes sur le calendrier d'évolution du dispositif NEB qui conduirait à cette réduction des produits.

Par ailleurs, RTE a proposé, dans sa demande tarifaire, une trajectoire pour les abattements, pénalités et indemnités perçus au titre des services système de 26 M€ par an en moyenne pendant la période du TURPE 5 HTB. En cohérence avec les évolutions du périmètre des charges capacitaires d'équilibrage, le TURPE 5 HTB inclut également, dans les autres produits d'exploitation, les indemnités perçues au titre des réserves rapide et complémentaire qui étaient auparavant prises en compte dans le niveau du prélèvement proportionnel aux soutirages physiques des responsables d'équilibre fournisseurs (dit « coefficient c »).

L'ensemble des abattements, pénalités et indemnités perçus par RTE au titre des services système et des réserves d'équilibrage sont inscrits à 100 % au CRCP.

La trajectoire retenue par la CRE pour les abattements, pénalités et indemnités perçus par RTE au titre des services système et des réserves d'équilibrage s'élève à 36 M€ par an en moyenne au cours de la période du TURPE 5 HTB :

- une trajectoire d'abattements et de pénalités perçus au titre des services système tension de 19 M€ par an en moyenne (contre 9 M€ par an demandés par RTE), prenant en compte les orientations de la CRE dans sa délibération du 23 septembre 2016<sup>54</sup> ;

<sup>54</sup> <http://www.cre.fr/documents/deliberations/orientation/services-systeme-tension>

- une trajectoire d'indemnités perçues au titre des services système fréquence de 16 M€ par an en moyenne, proche de celle prévue par RTE ;
- une trajectoire d'indemnités perçues au titre des réserves rapide et complémentaire de 1 M€ par an en moyenne.

Au vu de l'ensemble de ces éléments, la CRE retient les montants d'ajustements suivants sur le poste « produits d'exploitation » :

### Produits d'exploitation

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Demande mise à jour de RTE	-	327	323	322	333	326
Ajustements	-	16	15	17	18	16
<b>Trajectoire retenue</b>	<b>289</b>	<b>343</b>	<b>337</b>	<b>339</b>	<b>350</b>	<b>343</b>

### Niveaux prévisionnels d'inflation

La trajectoire prévisionnelle de charges nettes de fonctionnement présentée par RTE dans sa demande tarifaire a été établie à partir des prévisions d'inflation de l'opérateur.

L'audit du niveau des charges nettes de fonctionnement relève que les niveaux d'inflation prévisionnelle pris en compte par RTE pour la construction de son dossier tarifaire sont sensiblement supérieurs aux prévisions du Fonds Monétaire International (FMI) pour la France sur la période 2017-2020.

L'audit recommande d'ajuster les prévisions d'inflation retenues par RTE au niveau des prévisions du FMI, ce qui impacte principalement le poste « autres achats et services » à hauteur de 5 M€ par an en moyenne. En cohérence avec les prévisions d'inflation du TURPE 5 HTA-BT, la CRE retient cet ajustement, déjà ventilé dans les ajustements présentés précédemment.

### Prévisions d'inflation

	2017	2018	2019	2020
Niveau prévisionnel d'inflation - RTE (source : BCE)	1,40 %	1,60 %	1,70 %	1,80 %
Niveau prévisionnel d'inflation – Données FMI	1,08 %	1,26 %	1,40 %	1,51 %

## 2.1.2.4.3 Synthèse des ajustements

Le niveau des charges nettes de fonctionnement tel qu'il résulte de ces ajustements est le suivant :

## Synthèse des ajustements – Charges nettes de fonctionnement

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Charges nettes de fonctionnement - Demande mise à jour de RTE</b>	-	<b>1 956</b>	<b>1 932</b>	<b>1 964</b>	<b>2 040</b>	<b>1 973</b>
Ajustements retenus par la CRE						
Autres achats de matériel et services		-29	-34	-34	-31	-32
- dont convention avec un utilisateur	-	-11	-11	-11	-11	-11
- dont recalage sur le réalisé TURPE 4 HTB		-18	-24	-23	-20	-21
Charges de personnel		-28	-30	-34	-37	-32
- dont CICE	-	-7	-7	-7	-7	-7
- dont autres (décrits précédemment en 2.1.2.4.2)		-21	-23	-27	-30	-25
Impôts et taxes	-	-3	-7	-12	-18	-10
Produits d'exploitation		16	15	17	18	16
- dont produits extra-tarifaires	-	3	2	2	1	2
- dont autres produits		13	12	15	16	14
Autres produits et charges opérationnels*	-	0	-1	-1	-1	-1
<b>Charges nettes de fonctionnement après ajustements retenus par la CRE</b>	<b>1 850**</b>	<b>1 879</b>	<b>1 845</b>	<b>1 867</b>	<b>1 936</b>	<b>1 882</b>

\* achats de droits et licences

\*\* le réalisé 2015 intègre le produit du CICE (6,2 M€)

Par ailleurs, la CRE intègre un ajustement de +7,5 M€ par an sur la période du TURPE 5 HTB au titre des indemnités qu'aura à verser RTE aux GRD dans le cadre du mécanisme de pénalités pour les coupures longues qui peuvent affecter les utilisateurs des réseaux de distribution (cf. paragraphe 1.3.4).

Par conséquent, les charges nettes de fonctionnement retenues par la CRE sont les suivantes :

## Charges nettes de fonctionnement retenues par la CRE

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
<b>Charges nettes de fonctionnement retenues par la CRE</b>	<b>1 886</b>	<b>1 852</b>	<b>1 874</b>	<b>1 944</b>	<b>1 889</b>

## 2.1.3 Analyse de la CRE concernant les charges de capital normatives

Les charges de capital normatives (CCN) comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière des actifs immobilisés. Pour calculer les charges de capital à couvrir par les tarifs, la CRE a retenu les montants prévisionnels d'investissements présentés par RTE (exception faite des investissements faisant l'objet du mécanisme de régulation « TOTEX » pour lesquels la CRE a effectué des ajustements).

La CRE a reconduit les principes de calcul des charges de capital adoptés lors des exercices tarifaires précédents. Elle a toutefois modifié son appréciation du coût moyen pondéré du capital (CMPC) de l'activité de transport d'électricité intervenant dans le calcul de la rémunération financière.

La CRE s'est notamment fondée sur les résultats de l'audit de la demande de rémunération de RTE. Dans le cadre de sa consultation publique de juillet 2016, la CRE avait par ailleurs présenté une analyse préliminaire de la demande de rémunération de l'opérateur.

**2.1.3.1 Taux de rémunération des actifs en service**

Dans le cadre du TURPE 5 HTB, RTE a présenté une demande de CMPC de 6,7 % (nominal, avant impôt) dans laquelle est intégré un rehaussement du paramètre du bêta des actifs afin de prendre en compte le risque porté par l'opérateur dans l'exploitation d'actifs qui, dans la méthodologie de rémunération du capital appliquée par la CRE à RTE, ne font pas l'objet d'une rémunération, à savoir, d'une part, les actifs subventionnés et, d'autre part, les actifs toujours exploités mais dont la valeur nette comptable est nulle (actifs intégralement amortis).

A l'occasion de la consultation publique de juillet 2016, la CRE a publié la fourchette de CMPC envisagée (5,75 % - 6,5 %). Parmi les contributeurs, certaines parties prenantes ont jugé qu'un niveau de rémunération compris dans cette fourchette est surévalué, notamment au vu des conditions de marché actuelles. D'autres parties prenantes ont accueilli favorablement la baisse du taux de rémunération envisagée par la CRE, par rapport à celui en vigueur sur la période du TURPE 4 HTB. Les opérateurs de réseaux d'électricité et leur actionnaire ont de leur côté défendu une baisse plus modérée du taux de rémunération.

La CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du CMPC. Par ailleurs, elle a fait réaliser une étude par un prestataire externe dont le but était d'auditer la demande de rémunération du capital de RTE, en s'appuyant notamment sur une mise à jour des résultats de l'étude réalisée en 2015 sur l'évaluation du taux de rémunération des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel en France, dans le cadre de l'élaboration du tarif ATRD 5 de GRDF.

Pour le TURPE 5 HTB, la CRE retient la valeur de 6,125 % comme coût moyen pondéré du capital (nominal, avant impôt) pour rémunérer la BAR de l'opérateur. Les valeurs retenues par la CRE pour chacun des paramètres intervenant dans la formule de calcul du CMPC figurent dans le tableau ci-dessous :

**Paramètres du CMPC**

Taux sans risque nominal	2,7 %
Spread de la dette	0,6 %
Bêta de l'actif	0,37
Bêta des fonds propres	0,73
Prime de risque de marché	5,0 %
Levier (dette/(dette+fonds propres))	60 %
Taux d'impôt sur les sociétés (IS)	34,43 %
Déductibilité fiscale des charges financières	75 %
Coût de la dette (nominal, avant IS)	3,7 %
Coût des fonds propres (nominal, avant IS)	9,7 %
<b>CMPC (nominal avant IS)</b>	<b>6,125 %</b>

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le CMPC du TURPE 4 HTB, les principales modifications, en ligne avec l'évolution des données macro-économiques et financières, portent sur :

- le taux sans risque – fixé à 2,7 % – en retrait par rapport au taux sans risque retenu pour la période du TURPE 4 (4,0 %). Cette baisse est justifiée par la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt par rapport aux niveaux qui prévalaient au moment de la fixation du précédent tarif ;
- le bêta des actifs – fixé à 0,37 – en hausse par rapport au niveau retenu pour la période du TURPE 4 HTB (0,33). La valeur retenue s'inscrit en cohérence avec les observations de marché et avec les bêtas de l'activité régulée de transport d'électricité en vigueur en Europe. Au surplus, cette valeur prend en considération l'évolution du périmètre d'intervention de RTE, notamment en lien avec le raccordement des parcs éoliens en mer, et de son rôle dans la gestion du système électrique. Enfin, cette valeur est cohérente avec les conclusions du consultant qui indiquait que, dans le cas du transport d'électricité, une valeur en haut de la fourchette d'estimation pourrait être retenue ;
- la déductibilité fiscale des charges financières nettes – fixée à 75 % – en application des dispositions de l'article 212 bis du Code général des impôts qui vient plafonner à 75 % (contre 100 % auparavant) la part des charges financières nettes déductible du résultat fiscal des entreprises dont le montant total des charges financières nettes est supérieur à trois millions d'euros. Cette disposition vient renchérisse le coût de la dette de l'opérateur.

### 2.1.3.2 Programme et trajectoire d'investissements

Les investissements présentés par RTE pour la période du TURPE 5 HTB sont en hausse, passant d'un niveau annuel moyen sur la période du TURPE 4 HTB de 1 443 M€ à 1 500 M€, soit une hausse de 3,9 %.

#### Trajectoire d'investissements retenue par la CRE

En M€ courants	Moyenne 13-16	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Grand transport et interconnexions - Développement	309	250	259	253	275	259
Grand transport et interconnexions - renouvellement	62	59	61	77	51	62
Réseaux régionaux - Développement	538	580	492	500	556	532
Réseaux régionaux - rachats de réseaux	3	1	1	0	0	0
Réseaux régionaux - renouvellement	363	396	408	417	460	420
Systèmes d'information	104	143	148	151	148	147
Immobilier et Logistique	64	97	99	69	51	79
<b>Total</b>	<b>1 443</b>	<b>1 525</b>	<b>1 467</b>	<b>1 468</b>	<b>1 541</b>	<b>1 500</b>

Les investissements sur le grand transport sont en retrait par rapport au niveau observé sur TURPE 4 HTB, du fait de la fin de projets importants (optimisation du réseau au nord de Coulange, France Espagne, Lonny Vesle Seuil), non encore compensée par le démarrage des projets d'interconnexions prévus avec l'Angleterre.

Pour les années 2017-2020, le niveau prévisionnel des investissements sur le réseau de grand transport s'explique essentiellement par la poursuite ou le démarrage de projets d'interconnexion (Savoie-Piémont, IFA2 et FAB) ainsi que par des projets nationaux (notamment Avelin - Gavrelle).

Les investissements sur les réseaux régionaux sont relativement stables par rapport à la période du TURPE 4 HTB. La baisse des investissements induite par la baisse des soutirages est compensée par la hausse des dépenses en lien avec la numérisation des réseaux.

Les dépenses de renouvellement sur le grand transport et les réseaux régionaux sont en hausse avec un niveau d'investissement moyen de 482 M€ par an, soit une hausse de près de 13,5 % par rapport au TURPE 4 HTB. Cette hausse, cohérente avec les trajectoires à 15 ans communiquées par RTE dans le cadre de son schéma décennal, s'explique par le vieillissement du réseau.

Les investissements d'immobilier et de logistique connaissent une hausse en 2017 et 2018 du fait de projets de rénovation et de regroupement de sites.

Les dépenses de systèmes d'information sont en forte hausse par rapport à la moyenne des investissements observés sur TURPE 4 HTB. RTE justifie cette hausse par l'évolution des mécanismes de marché, la rénovation des systèmes de conduite (supervision temps réel, localisation automatique de défauts), la fédération des besoins en télécommunication de RTE sur un réseau IP (INUIT) et des besoins d'hébergements applicatifs. Conformément au principe exposé dans le paragraphe 1.3.1.2.2, la CRE met en place, pour le TURPE 5 HTB, une régulation incitative sur ces dépenses, de la même façon que les charges d'exploitation relatives à ces projets, à l'exception du projet SI liés aux équipements « RINGO ».

La CRE a fait réaliser un audit des systèmes d'information de RTE qui a permis d'analyser la hausse des dépenses d'investissements prévue sur la période de TURPE 5 HTB. Les conclusions sont disponibles sur le site internet de la CRE. Cet audit, tout en reconnaissant la qualité du processus de gouvernance des dépenses SI mis en place par RTE, a proposé un ajustement à la baisse de 6,2 % de la trajectoire d'investissements demandée par RTE. La CRE retient cet ajustement.

**2.1.3.3 Trajectoire prévisionnelle de la BAR et des charges de capital**

Les montants prévisionnels retenus pour la BAR et les immobilisations en cours de RTE pour la période 2017-2020 sont les suivants :

**Base d'actifs régulés et immobilisations en cours**

En M€ <sub>courants</sub>	Moyenne 13-16	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Base d'actifs régulés (BAR)	12 464	13 728	14 307	14 816	15 277	14 532
Immobilisations en cours (IEC)	1 432	1 595	1 624	1 538	1 499	1 564

Les montants prévisionnels retenus pour les CCN pour la période 2017-2020 sont les suivants :

**Trajectoire de charges de capital**

En M€ <sub>courants</sub>	Moyenne 13-16	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Amortissements couverts par le tarif	700	791	838	887	929	861
Rémunération des actifs en service	904	841	876	907	936	890
Rémunération des IEC	66	59	60	57	55	58
<b>Total des charges de capital</b>	<b>1670</b>	<b>1 691</b>	<b>1 774</b>	<b>1 851</b>	<b>1 921</b>	<b>1 809</b>
<i>Dont CCN « hors réseaux »</i>		<i>111</i>	<i>127</i>	<i>149</i>	<i>168</i>	<i>138</i>

**Charges de capital « hors réseaux »**

Comme présenté au paragraphe 1.3.1.2.2, la CRE introduit pour la période du TURPE 5 HTB un mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux ».

Ce mécanisme incite RTE à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information.

Pour les systèmes d'information, le périmètre incité comprend l'ensemble des applications<sup>55</sup> ainsi que le matériel de bureau et informatique. Les véhicules correspondent au matériel automobile et l'immobilier correspond à l'immobilier « tertiaire » (bureaux, bâtiments administratifs, etc.).

Pour ces catégories d'actifs, les montants d'investissements relatifs aux systèmes d'information présentés par RTE ont fait l'objet d'une revue dans le cadre d'un audit des systèmes d'information de RTE. Les dépenses d'investissement prévues sur le périmètre du mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » sur la période 2017-2020 sont les suivantes :

<sup>55</sup> A l'exception du projet RINGO, qui est exclu du périmètre du mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux ».



**Investissements « hors réseaux »**

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Investissements Systèmes d'information	143	148	151	148	147
Investissements Immobilier	67	77	48	30	55
Investissements Véhicules	5	5	5	5	5
<b>Investissements totaux « hors réseaux »</b>	<b>214</b>	<b>229</b>	<b>204</b>	<b>184</b>	<b>208</b>

Les trajectoires prévisionnelles des BAR prises en compte dans le cadre du mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » sont les suivantes :

**Base d'actifs régulés « hors réseaux »**

En M€ <sub>courants</sub>	2016	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
BAR Systèmes d'information (au 01.01.N)	124	174	243	313	375	276
BAR Immobilier (au 01.01.N)	151	155	190	242	291	219
BAR Véhicules (au 01.01.N)	18	17	15	14	13	15
<b>BAR totale « hors réseaux »</b>	<b>293</b>	<b>346</b>	<b>448</b>	<b>568</b>	<b>678</b>	<b>510</b>

Les trajectoires prévisionnelles des IEC prises en compte dans le cadre du mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » sont les suivantes :

**Immobilisations en cours « hors réseaux »**

En M€ <sub>courants</sub>	2016	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
IEC Systèmes d'information (au 01.01.N)	117	147	154	159	163	156
IEC Immobilier (au 01.01.N)	40	83	96	100	76	89
IEC Véhicules (au 01.01.N)	1	1	1	1	1	1
<b>IEC totales « hors réseaux »</b>	<b>158</b>	<b>231</b>	<b>251</b>	<b>260</b>	<b>240</b>	<b>245</b>



Les montants prévisionnels des charges de capital « hors réseaux » sont les suivants :

**Charges de capital « hors réseaux »**

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Charges de capital Systèmes d'information	78	90	106	122	99
Charges de capital Immobilier	27	30	36	39	33
Charges de capital Véhicules	6	7	7	7	7
<b>Charges de capital totales « hors réseaux »</b>	<b>111</b>	<b>127</b>	<b>149</b>	<b>168</b>	<b>138</b>

RTE étant incité à la maîtrise de ces charges de capital, les écarts entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées ne seront pas pris en compte à travers le mécanisme du CRCP sur la période du TURPE 5 HTB (sauf écarts d'inflation).

**2.1.4 Recettes d'interconnexion**

Les prévisions de recettes d'interconnexion sont déduites des prévisions de charges à couvrir par le présent tarif. Ce poste est inscrit à 100 % au périmètre du CRCP.

Dans son dossier tarifaire actualisé de juillet 2016, RTE a transmis une trajectoire prévisionnelle mise à jour de recettes d'interconnexion pour la période 2017-2020. Cette trajectoire étant en ligne avec ses propres estimations, la CRE retient la trajectoire proposée par RTE.

**Trajectoire de recettes d'interconnexion**

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17/20
Demande de RTE	-	440	415	420	429	426
Ajustements	-	0	0	0	0	0
Trajectoire retenue	475	440	415	420	429	426

**2.1.5 Prise en compte du solde du CRCP du TURPE 4 HTB**

Le solde du CRCP au 31 décembre 2016 sera apuré sur la période tarifaire du TURPE 5 HTB, soit sur 4 ans.

Dans son dossier tarifaire de mars 2016, RTE a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2016 à hauteur de - 11,4 M€ en sa faveur. Dans son dossier tarifaire de juillet 2016, RTE a réévalué le solde du CRCP au 31 décembre 2016 à -109 M€ en sa faveur. Ce montant n'inclut pas les éventuelles incitations dont bénéficiera ou dont sera redevable RTE au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation et de la R&D pour l'année 2016.

Le solde du CRCP au 31 décembre 2016 estimé par RTE se décompose de la manière suivante :

- +22,6 M€<sub>2016</sub> au titre du solde du CRCP de l'année 2015 restant à apurer. Le solde du CRCP au 31 décembre 2015 a été fixé dans la délibération de la CRE du 2 juin 2016 portant décision sur l'évolution au 1<sup>er</sup> août 2016 du TURPE HTB à 39,9 M€. Le mouvement tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2016 visait à apurer ce solde sur la période du 1<sup>er</sup> août 2016 au 31 juillet 2017. Au 31 décembre 2016, seuls 17,3 M€ auront été apurés ;
- -131,8 M€<sub>2016</sub> au titre du solde provisoire du CRCP de l'année 2016. Les contributions principales au CRCP de l'année 2016 sont les postes portant sur :
  - les revenus tarifaires : le début de l'année 2016 est, d'une part, marqué par des températures supérieures à la moyenne, conduisant à des quantités d'énergie transportées sur l'ensemble de l'année 2016 estimées par RTE à 435,8 TWh alors que la trajectoire tarifaire prévoyait 453 TWh et, d'autre part, par la mise en œuvre du nouveau dispositif d'abattement tarifaire à destination

des consommateurs électro-intensifs décrit à l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie, créé par l'article 157 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte : l'écart de recettes est estimé à -350 M€<sub>2016</sub> dont -188 M€<sub>2016</sub> au titre du dispositif d'abattement tarifaire susmentionné ;

- o les charges liées à la compensation des pertes : l'écart de charges est estimé à +151 M€<sub>2016</sub> ;
- o les recettes d'interconnexion : comme pour les années 2013, 2014 et 2015, les recettes d'interconnexion estimées par RTE pour l'année 2016 sont sensiblement supérieures aux recettes prévues par le TURPE 4 HTB : l'écart de recettes est estimé à +143 M€<sub>2016</sub>.

La CRE retient la prévision de RTE concernant le solde prévisionnel du CRCP au titre du TURPE 4 HTB, soit -109 M€<sub>2016</sub> en sa faveur. Celui-ci sera apuré sur une période de quatre ans avec un taux d'intérêt égal à 2,7 %, correspondant au taux sans risque nominal (cf. paragraphe 2.1.3.1).

Il en résulte une augmentation des charges à couvrir par le TURPE 5 HTB de 29 M€ par an.

Le solde du CRCP au 31 décembre de l'année 2016 pris en compte par la présente décision tarifaire est un montant provisoire. Le montant définitif sera pris en compte lors de l'évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2018.

### 2.1.6 Revenu autorisé sur la période tarifaire 2017-2020

Le revenu autorisé sur la période 2017-2020 doit permettre de couvrir l'ensemble des charges nettes supportées par RTE. Il est égal à la somme des charges nettes d'exploitation diminuées des recettes d'interconnexion, des charges de capital normatives et de l'apurement du CRCP du TURPE 4 HTB.

#### Revenu autorisé de RTE pour le TURPE 5 HTB

En M€ <sub>courants</sub>	Réalisé 2015	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17/20
Charges nettes d'exploitation	<b>2 670</b>	<b>2 872</b>	<b>2 822</b>	<b>2 866</b>	<b>2 984</b>	<b>2 886</b>
Charges liées à l'exploitation du système électrique*	820	986	970	992	1 040	997
Charges nettes de fonctionnement	1 850	1 886	1 852	1 874	1 944	1 889
Recettes d'interconnexion	-475	-440	-415	-420	-429	-426
Charges de capital normatives	1 693	1 691	1 774	1 851	1 921	1 809
Apurement du solde du CRCP TURPE 4 HTB (solde 2015 + estimé 2016)	-	29	29	29	29	29
<b>Revenu autorisé total</b>	<b>3 888</b>	<b>4 153</b>	<b>4 210</b>	<b>4 327</b>	<b>4 505</b>	<b>4 299</b>
<i>Evolution (%)</i>	-	-	+1,4 %	+2,8 %	+4,1 %	+2,7 %

\* La trajectoire 2017-2020 intègre les coûts de contractualisation des réserves rapide et complémentaire ainsi que les surcoûts des ajustements liés à la reconstitution des marges

## 2.2 Hypothèses de chiffre d'affaires prévisionnel

### 2.2.1 Evolution de la consommation constatée pour la période du TURPE 4 HTB

Sur la période 2013-2016, le tarif TURPE 4 HTB prévoyait une hausse moyenne des quantités d'énergie soutirées sur le réseau de transport de +0,37 % par an à climat moyen (de 448 TWh en 2013 à 453 TWh en 2016) et une hausse moyenne de la puissance souscrite de +0,59 % par an (de 95,5 GW en 2013 à 97,2 GW en 2017).

Les quantités d'énergie effectivement soutirées sur le réseau de transport, corrigées des variations du climat, se sont révélées inférieures aux prévisions sur l'ensemble de la période. En 2013, les quantités soutirées ont été inférieures de 2,2 % aux quantités prévues dans la trajectoire tarifaire du TURPE 4 HTB. L'évolution sur la période 2013-2015 effectivement constatée a été de -0,5 % par an, ce qui traduit une tendance nouvelle à la baisse des soutirages sur le RPT.

La puissance effectivement souscrite s'est également révélée inférieure aux prévisions. En 2013, la puissance souscrite a été inférieure de 2,4 % à la puissance souscrite prévue dans le TURPE 4 HTB. L'évolution de la puissance souscrite effectivement constatée sur la période 2013-2015 est de +1,1 % par an.

RTE explique ces constats par :

- une puissance souscrite par les GRD inférieure dès 2013 à la prévision tarifaire ;
- une surestimation des soutirages du secteur de la métallurgie ainsi qu'une baisse marquée des soutirages des stations de pompage entre 2014 et 2015 ;
- une baisse des soutirages des distributeurs du fait du développement de la production décentralisée.

### 2.2.2 Evolution de la consommation prévue pour la période du TURPE 5 HTB

Les hypothèses d'évolution du volume d'énergie soutirée présentées par RTE dans sa demande de juillet 2016 s'appuient sur le Bilan prévisionnel 2016 publié le 13 juillet 2016<sup>56</sup>. Ce dernier anticipe une baisse de la consommation nationale de 1,5 %, soit -8 TWh, au cours de la période 2015-2021 du fait du développement des solutions d'efficacité énergétique et ce malgré la croissance démographique, une anticipation de reprise économique et l'émergence de nouveaux usages électriques.

Cette baisse de la consommation nationale s'accompagne d'une augmentation de la production décentralisée qui vient encore réduire les soutirages des GRD sur le RPT.

Ainsi, RTE prévoit une hausse des soutirages sur le réseau public de transport de +0,3 %, soit 1 TWh, entre 2015 et 2017, puis une baisse des soutirages de -1,1 % par an en moyenne, soit - 14 TWh entre 2017 et 2020.

S'agissant des puissances souscrites, RTE a présenté des hypothèses intégrant l'évolution des modalités de souscription introduite dans le présent tarif. En effet, la suppression de la possibilité de modifier rétroactivement la puissance souscrite en cours de mois aura un effet à la hausse sur la puissance souscrite sur le RPT. Ainsi, RTE prévoit une hausse de +0,3 % de la puissance souscrite sur le RPT entre 2015 et 2017 puis une trajectoire stable sur la période du TURPE 5 HTB.

La CRE constate que ces estimations sont cohérentes avec les prévisions du bilan prévisionnel 2016 et les retient pour la fixation du TURPE 5 HTB.

#### Volumes soutirés et puissance souscrite prévisionnels

	Réalisé 2013*	Réalisé 2014*	Réalisé 2015*	2017	2018	2019	2020
Volumes soutirés (TWh)	438,1	436,4	433,3	434,6	431,5	426,9	420,5
<i>Evolution (%)</i>	-	-0,4 %	-0,7 %	+0,3 %	-0,7 %	-1,1 %	-1,5 %
Puissance souscrite (GW)	93,2	93,2	95,2	95,5	95,5	95,5	95,5

\* Valeurs corrigées du climat

### 2.2.3 Prise en compte de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs

L'article L. 341-4-2 du code de l'énergie, créé par l'article 157 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, introduit le principe d'une réduction de la facture de transport d'électricité pour certaines catégories de consommateurs.

Cet article dispose notamment que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité applicables aux sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique sont réduits d'un pourcentage fixé par décret par rapport au tarif d'utilisation du réseau public de transport normalement acquitté. Ce pourcentage est déterminé en tenant compte de l'impact positif de ces profils de consommation sur le système électrique ».

Le décret n° 2016-141 du 11 février 2016 relatif 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 précise les catégories de sites bénéficiaires de ce dispositif, les conditions auxquelles ces sites doivent satisfaire pour bénéficier d'un abattement de facture et le pourcentage d'abattement auquel ils peuvent prétendre.

<sup>56</sup> [http://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2016\\_complet\\_vf.pdf](http://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2016_complet_vf.pdf)

En application de l'article L. 341-4-2 du code de l'énergie, le niveau du TURPE HTB prend en compte la perte de recettes que ce dispositif entraîne pour RTE.

Dans la consultation publique de juillet 2016, conformément aux estimations de RTE, la CRE a indiqué que la perte de recettes due à ce mécanisme sur la période du TURPE 5 HTB s'élevait à 188 M€ par an.

La CRE a retraité cette estimation afin de prendre en compte l'impact des nouvelles grilles tarifaires du TURPE 5 HTB. La trajectoire retenue par la CRE est présentée dans le tableau ci-dessous :

**Abattement électro-intensifs**

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17/20
<b>Abattement électro-intensifs</b>	187	194	195	196	193

Ce poste impactant directement les recettes tarifaires de RTE, il est inclus au périmètre du CRCP.

**2.2.4 Recettes tarifaires prévisionnelles avec le tarif du 1<sup>er</sup> août 2016**

Les recettes tarifaires prévisionnelles retenues par la CRE, correspondant à l'hypothèse théorique de maintien au cours de la période 2017-2020 de la grille tarifaire applicable au 1<sup>er</sup> août 2016, sont les suivantes :

**Recettes tarifaires prévisionnelles avec le tarif du 1<sup>er</sup> août 2016**

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020	Moyenne 17-20
Recettes tarifaires prévisionnelles avec le tarif du 1 <sup>er</sup> août 2016	4 166	4 320	4 338	4 362	4 297

Ce calcul théorique des recettes de RTE sur la base du tarif en vigueur est utilisé pour déterminer la hausse tarifaire nécessaire au 1<sup>er</sup> août 2017 pour couvrir le revenu autorisé prévisionnel de RTE pendant la période du TURPE 5 HTB.

**2.3 Trajectoire d'évolution du TURPE 5 HTB**

La grille tarifaire de RTE applicable au 1<sup>er</sup> août 2017 est définie dans la présente délibération. Elle correspond à une hausse moyenne de 6,76 % par rapport à la grille tarifaire actuellement en vigueur.

L'évolution de la grille tarifaire de RTE, au 1<sup>er</sup> août de chaque année, à compter du 1<sup>er</sup> août 2018, est obtenue en appliquant au tarif en vigueur la variation suivante :

$$Z_N = IPC_N + K_N$$

Avec :

- $Z_N$  : variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août, exprimée en pourcentage ;
- $IPC_N$  : variation annuelle moyenne constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 641194) ;
- $K_N$  : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP.

Le terme  $K_N$  ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse moyenne de plus de 2 % de la grille tarifaire en vigueur. L'évolution annuelle moyenne de la grille tarifaire du TURPE 5 HTB sera donc comprise entre (IPC - 2 %) et (IPC + 2 %).

La différence constatée entre l'inflation prévisionnelle retenue dans la présente décision et l'inflation réelle sera prise en compte au travers du CRCP.



L'évolution tarifaire prévisionnelle sur la période du TURPE 5 HTB, hors apurement du solde du CRCP, est donc la suivante :

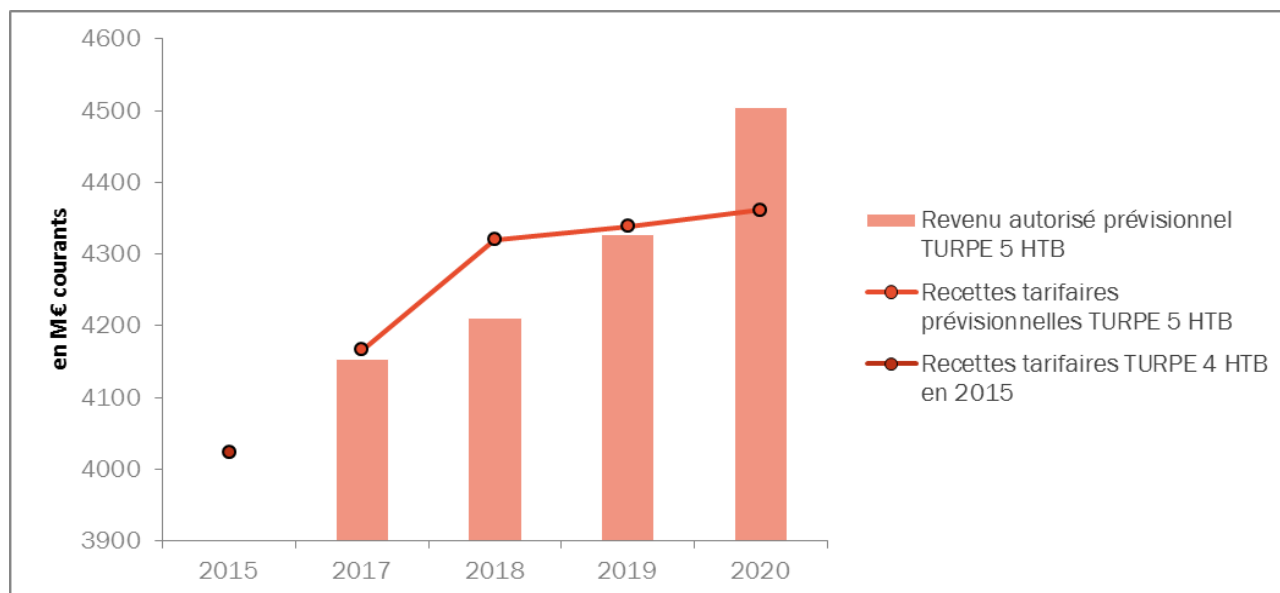
**Evolution tarifaire prévisionnelle au 1er août de l'année N (hors apurement du solde du CRCP)**

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Evolution tarifaire prévisionnelle au 1 <sup>er</sup> août de l'année N (hors apurement du solde du CRCP)	6,76 %	IPC	IPC	IPC

L'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2017, ainsi que les évolutions annuelles de la grille tarifaire sur les années 2018 à 2020, sont déterminées de façon à ce que les recettes prévisionnelles totales résultant de l'application de la grille tarifaire du TURPE 5 HTB aux hypothèses de volumes d'électricité soutirés sur le réseau public de transport, de puissance souscrite et de mise en œuvre de l'abattement à destination des consommateurs électro-intensifs soient égales, en valeur actualisée de 2017 à 2020, au revenu autorisé prévisionnel total sur la période.

Le taux d'actualisation utilisé est de 2,7 %, soit le taux sans risque nominal (cf. paragraphe 2.1.3.1).

**Revenu autorisé prévisionnel et recettes tarifaires prévisionnelles**



Compte tenu de l'équilibre entre recettes et revenu autorisé sur la période 2017-2020 et des évolutions annuelles de la grille tarifaire, des écarts annuels entre recettes et revenu autorisé peuvent exister. La somme actualisée de ces écarts annuels sur la période 2017-2020 est, par construction, égale à 0.

Ainsi, pour la période du TURPE 5 HTB, le revenu autorisé prévisionnel et les recettes prévisionnelles sont les suivants :

**Revenu autorisé prévisionnel et recettes tarifaires prévisionnelles**

En M€ courants	2017	2018	2019	2020	Valeur actualisée nette
Revenu autorisé prévisionnel	4 153	4 210	4 327	4 505	16 079
Recettes tarifaires prévisionnelles utilisées pour le calcul de l'évolution annuelle du tarif (hors apurement du solde du CRCP)	4 166	4 320	4 338	4 362	16 079
Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	14	109	12	-143	0,0

### **3. TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D'ELECTRICITE DANS LE DOMAINE DE TENSION HTB**

#### **3.1 Règles tarifaires**

##### **3.1.1 Définitions**

Pour l'application des présentes règles, les termes mentionnés ci-dessous ont les significations suivantes.

###### **3.1.1.1 Absorption de puissance réactive**

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

###### **3.1.1.2 Alimentations**

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au(x) réseau(x) public(s) par plusieurs alimentations, il convient contractuellement de la désignation de ses alimentations principales, complémentaires et de secours avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté.

###### **3.1.1.2.1 Alimentation(s) principale(s)**

La ou les alimentation(s) principale(s) d'un utilisateur doi(ven)t permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur. Le régime normal d'exploitation est convenu contractuellement entre l'utilisateur et le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il est connecté, dans le respect des engagements de qualité contenus dans le contrat d'accès correspondant.

Pour le domaine de tension HTB 3, la ou les alimentation(s) principale(s) d'un utilisateur doi(ven)t permettre d'assurer la mise à disposition de l'utilisateur de la puissance maximale de soutirage et/ou de la puissance maximale d'injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur.

###### **3.1.1.2.2 Alimentation de secours**

Une alimentation d'un utilisateur est une alimentation de secours si elle est maintenue sous tension, mais n'est utilisée pour le transfert d'énergie entre le réseau public et les installations d'un ou plusieurs utilisateurs qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses ou de leurs alimentations principales et complémentaires.

La partie dédiée d'une alimentation de secours est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion d'une ou plusieurs alimentation(s) de secours de cet utilisateur ou d'un autre utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations de secours sont ceux qui s'établissent sous le régime d'exploitation en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses autres alimentations, des ouvrages électriques du ou des utilisateur(s) convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

###### **3.1.1.2.3 Alimentation complémentaire**

Les alimentations d'un utilisateur qui ne sont ni des alimentations principales ni des alimentations de secours sont les alimentations complémentaires de cet utilisateur.

La partie dédiée d'une alimentation complémentaire d'un utilisateur est la partie des réseaux publics qui n'est traversée que par des flux ayant pour origine ou pour destination un ou plusieurs point(s) de connexion de cet utilisateur.

Les flux pris en compte pour établir la partie dédiée des alimentations complémentaires sont ceux qui s'établissent sous le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s) au(x)quel(s) il(s) est(sont) connecté(s), compte tenu de la topologie des réseaux publics et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peuvent procéder leurs gestionnaires.

###### **3.1.1.3 Cellule**

Une cellule est un ensemble d'appareillages électriques installé dans un poste électrique et qui comprend un appareil de coupure principal (généralement un disjoncteur), un ou plusieurs sectionneurs, des réducteurs de mesures et des dispositifs de protection.

###### **3.1.1.4 Plage temporelle**

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, on appelle plage temporelle l'ensemble des heures de l'année durant lesquelles le même coefficient tarifaire s'applique.

**3.1.1.5 Contrat d'accès au réseau**

Le contrat d'accès au réseau est le contrat visé aux articles L. 111-91 à L. 111-94 du code de l'énergie qui a pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès d'un utilisateur à un réseau public de transport ou de distribution en vue de soutirage et/ou d'injection d'énergie électrique. Il est conclu avec le gestionnaire du réseau public soit par l'utilisateur, soit par le fournisseur pour le compte de celui-ci.

**3.1.1.6 Courbe de mesure**

La courbe de mesure est l'ensemble de valeurs moyennes horodatées d'une grandeur mesurée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée. La courbe de charge est une courbe de mesure de la puissance active soutirée.

Les périodes d'intégration sont des intervalles de temps consécutifs de même durée pendant lesquels sont calculées les valeurs moyennes d'une grandeur électrique variant au cours du temps. Lorsque les présentes règles disposent que des grandeurs sont calculées par période d'intégration, la valeur de ces grandeurs est ramenée pendant chaque période d'intégration à leur valeur moyenne pendant cette période.

**3.1.1.7 Dispositif de comptage**

Le dispositif de comptage est constitué de l'ensemble des compteurs d'énergie active et/ou réactive au point de comptage considéré, des armoires, coffrets ou panneaux afférents, ainsi que, le cas échéant, des équipements complémentaires suivants qui lui sont dédiés : récepteurs de signaux tarifaires, dispositifs de synchronisation, appareils de mise en forme tarifaire des données de comptage, interfaces de communication pour la relève des compteurs et boîtes d'essais.

**3.1.1.8 Domaine de tension**

Les domaines de tension des réseaux publics de transport et de distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

**Domaines de tension des réseaux publics de transport et de distribution en courant alternatif**

Tension de connexion ( $U_n$ )	Domaine de tension	
$U_n \leq 1 \text{ kV}$	BT Domaine basse tension	
$1 \text{ kV} < U_n \leq 40 \text{ kV}$	HTA 1	Domaine HTA
$40 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	HTA 2	
$50 \text{ kV} < U_n \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	Domaine HTB
$130 \text{ kV} < U_n \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2	
$350 \text{ kV} < U_n \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3	

Les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1. Dans l'ensemble des présentes règles, les tarifs applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 1 sont intitulés tarifs du domaine de tension HTA.

**3.1.1.9 Fourniture de puissance réactive**

Transit d'énergie électrique réactive par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

**3.1.1.10 Injection de puissance active**

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'utilisateur.

**3.1.1.11 Jeu de barres**

Ensemble triphasé de trois rails métalliques ou de trois conducteurs dont chacun compose un ensemble de points, de tension identique, communs à chaque phase d'un système triphasé et qui permettent la connexion des



installations (instruments, lignes, câbles) entre elles. Un jeu de barre n'est pas une liaison (telle que définie ci-dessous) au sens des présentes règles tarifaires.

#### **3.1.1.12 Liaison**

Une liaison est constituée par un circuit, ensemble de conducteurs et, le cas échéant, du câble de garde.

Toutefois, lorsqu'un transformateur et un jeu de barres sont implantés dans l'enceinte d'un même poste électrique ou dans l'enceinte de deux postes électriques mitoyens, le circuit reliant le transformateur au jeu de barres ne constitue pas une liaison au sens des présentes règles tarifaires, mais fait partie intégrante des ouvrages de transformation.

#### **3.1.1.13 Ouvrages de transformation**

Les ouvrages de transformation sont les ouvrages des réseaux publics d'électricité qui sont situés à l'interface entre deux domaines de tension différents.

#### **3.1.1.14 Points de connexion**

Le ou les point(s) de connexion d'un utilisateur au réseau public coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.

Pour un utilisateur disposant de plusieurs points de connexion aux réseaux publics, pour l'application des présentes règles, on considère que tout ou partie de ces points sont confondus, si dans le régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'utilisateur convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s), ils sont reliés par des ouvrages électriques de cet utilisateur à la tension de connexion.

#### **3.1.1.15 Plage temporelle**

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, on appelle plage temporelle l'ensemble des heures de l'année durant lesquelles les mêmes coefficients tarifaires s'appliquent.

#### **3.1.1.16 Puissance active (P)**

La puissance active P désigne, en un point quelconque du réseau électrique, le flux d'énergie moyen en régime établi.

#### **3.1.1.17 Puissance apparente (S)**

La puissance apparente S représente l'amplitude du signal de puissance instantanée en un point quelconque du réseau électrique.

#### **3.1.1.18 Puissance réactive (Q) et énergie réactive**

La puissance réactive Q est égale à la puissance active que multiplie le rapport  $\tan \varphi$ .

L'énergie réactive désigne l'intégrale de la puissance réactive Q pendant une période de temps déterminée. L'énergie réactive est stockée sous forme de champ électromagnétique dans l'environnement des réseaux électriques, mais n'est pas consommée par ses utilisateurs.

#### **3.1.1.19 Rapport tangente phi ( $\tan \varphi$ )**

Le rapport tangente phi ( $\tan \varphi$ ) mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport  $\tan \varphi$  constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

#### **3.1.1.20 Soutirage de puissance active**

Transit d'énergie électrique active par le point de connexion destiné à desservir l'utilisateur du réseau public d'électricité.

#### **3.1.1.21 Utilisateur**

Un utilisateur d'un réseau public de transport est toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale, y compris gestionnaires de réseaux publics, alimentant directement ce réseau public ou directement desservi par ce réseau. Les circuits d'interconnexion ne sont pas considérés comme des utilisateurs au sens des présentes règles.

### **3.1.2 Structure des tarifs**

Les tarifs ci-après sont exprimés hors tous prélèvements ou taxes applicables à l'utilisation des réseaux électriques publics. En application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, lequel dispose que les « tarifs



*d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace », les tarifs couvrent notamment :*

- les coûts liés à la constitution de réserves d'exploitation qui comprennent les coûts relatifs à l'acquisition par les gestionnaires de réseaux publics des services système de tenue de la tension et les coûts de constitution des réserves primaires et secondaires de tenue de la fréquence et de réserves rapide et complémentaires ;
- les coûts relatifs au fonctionnement du dispositif de responsable d'équilibre pour les sites de consommation et/ou de production d'électricité disposant d'un point de connexion aux réseaux publics de transport et de distribution ;
- les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de validation, et de transmission des données de comptage ;
- la part des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par le gestionnaire de réseaux public de transport d'électricité non couverte par les tarifs de ces prestations ;
- la part des coûts d'extension des réseaux publics d'électricité non couverte par les contributions versées aux gestionnaires de réseaux publics lorsque ceux-ci sont maîtres d'ouvrage des travaux de raccordement.

Par exception, certaines prestations spécifiquement identifiées, réalisées à la demande de l'utilisateur ou de son fait, font l'objet d'une facturation séparée, notamment dans les conditions prévues par la (les) délibération(s) tarifaire(s) relative(s) aux prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics d'électricité en vigueur, pour la part de leurs coûts non couverte par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité définis aux sections 3.2.1 à 3.2.11 ci-après.

En chaque point de connexion, le tarif payé annuellement pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité est la somme de :

- la (les) composante(s) annuelle(s) de gestion (CG) ;
- la (les) composante(s) annuelle(s) de comptage (CC) ;
- la composante annuelle d'injections (CI) ;
- la composante annuelle de soutirages (CS) ;
- les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) ;
- la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) ;
- la composante de regroupement conventionnel des points de connexion (CR) ;
- pour les gestionnaires de réseaux publics, la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT), la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont et les écrêtements grand froid ;
- la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés (CDPP) ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive (CER).

Ces composantes s'appliquent nonobstant toute disposition contraire des cahiers des charges, des conventions de concession et des contrats, notamment celles relatives à la facturation de frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement.

L'énergie à prendre en compte pour calculer les composantes annuelles d'injection et de soutirage en chaque point de connexion est l'énergie correspondant au flux physique au point de connexion concerné, mesurée par période d'intégration par le dispositif de comptage contractuellement convenu.

Le contrat d'accès au réseau précise le(s) point(s) de connexion de l'utilisateur au réseau public concerné et le tarif qui y est appliqué. Pour chaque point de connexion, il précise également le domaine de tension de connexion, le dispositif de comptage employé et, pour les domaines de tension HTB 1 et HTB 2, la puissance souscrite ou d'injection et, pour le domaine de tension HTB 3, la puissance maximale de soutirage ou d'injection.

La version tarifaire et, le cas échéant, la puissance souscrite sont définies pour une période de 12 mois consécutifs dite « période de souscription ».

**3.2 Tarif applicable du 1<sup>er</sup> août 2017 au 31 juillet 2018**

**3.2.1 Composante annuelle de gestion (CG)**

La composante annuelle de gestion du contrat d'accès au réseau couvre les coûts de la gestion des dossiers des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement. .

La composante annuelle de gestion a1 est établie pour chaque point de connexion d'une ou des alimentation(s) principale(s) et pour chaque contrat d'accès selon le tableau 1 ci-dessous :

**Tableau 1 : Composante annuelle de gestion**

$a_1(\text{€}/\text{an}) / \text{contrat}$	Contrat d'accès au réseau
HTB	8508,05

**3.2.2 Composante annuelle de comptage (CC)**

La composante annuelle de comptage relative aux dispositifs de comptage de propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève, de transmission de données de comptage (celles-ci sont transmises à l'utilisateur ou à un tiers autorisé par lui selon une fréquence minimale définie dans le tableau 2 ci-dessous), les coûts d'entretien et, le cas échéant, de location.

La composante annuelle de comptage est établie pour chaque dispositif de comptage en fonction du régime de propriété du dispositif de comptage.

Les grandeurs mesurées par les appareils de mesure et de contrôle de l'utilisateur doivent permettre le calcul des composantes annuelles du tarif d'utilisation des réseaux publics.

**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	2941,71
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	528,12

**3.2.3 Composante annuelle d'injections (CI)**

La composante annuelle d'injections est établie en chaque point de connexion, en fonction de l'énergie active injectée sur le réseau public, selon le tableau 3 ci-dessous :

**Tableau 3 : Composante annuelle d'injections**

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

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

#### 3.2.4.1 Composante annuelle de soutirages (CS)

##### 3.2.4.1.1 Tarif pour le domaine de tension HTB 3

En chacun des points de connexion au domaine de tension HTB 3, la composante annuelle de soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = c \cdot E$$

Où E correspond à l'énergie active soutirée pendant la période de douze mois consécutifs considérée.

La valeur du coefficient c est indiquée dans le tableau ci-dessous :

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

Domaine de tension	c (c€/kWh)
HTB 3	0,31

##### 3.2.4.1.2 Tarif pour le domaine de tension HTB 2

Pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTB 2 les utilisateurs choisissent pour chacune des n plages temporelles qu'il comporte, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite  $P_i$ , où i désigne la plage temporelle. Quel que soit i, les puissances souscrites doivent être telles que  $P_{i+1} \geq P_i$ .

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle de soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1 \cdot P_1 + \sum_{i=2}^5 b_i \cdot (P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^5 c_i \cdot E_i + \sum_{12 \text{ mois}} CMDPS$$

- $P_i$  désigne la puissance souscrite pour la  $i^{\text{ème}}$  plage temporelle, exprimée en kW.
- $E_i$  désigne l'énergie active soutirée pendant la  $i^{\text{ème}}$  plage temporelle, exprimée en kWh.
- CMDPS désigne la composante mensuelle de dépassement calculée tel qu'indiqué au paragraphe 3.2.4.2.

Les plages temporelles du tarif HTB 2 sont définies comme suit :

- la saison haute inclut les mois de novembre à mars ;
- la saison basse inclut les mois d'avril à octobre ;
- les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, entre 9 heures et 11 heures et entre 18 heures et 20 heures ;
- les heures pleines sont fixées entre 7 heures et 23 heures, à concurrence des heures de pointe précédemment définies ;
- les autres heures de la journée sont définies comme des heures creuses ;
- les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses.

Au cours de la période du TURPE 5, le gestionnaire du réseau de transport pourra faire évoluer la définition de la saison basse et de la saison haute en fonction des conditions d'exploitation du réseau de transport. Néanmoins, la nouvelle définition devra respecter les conditions suivantes. La saison haute devra comporter nécessairement les mois de décembre à février, et soixante et un jours additionnels, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus trois périodes disjointes.

Afin de garantir la lisibilité du tarif, toute évolution devra être au préalable soumise à un processus de concertation au sein du Comité d'Utilisateurs de Réseau de Transport d'Electricité (CURTE). Ces nouvelles définitions sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet de RTE.

Pour l'établissement de la composante annuelle de soutirages sur le domaine de tension HTB 2, les utilisateurs choisissent une des trois versions tarifaires suivantes :

- courte utilisation ;

- moyenne utilisation ;
- longue utilisation.

L'utilisateur conserve sa version tarifaire pendant une durée minimale de douze mois à compter de sa date de souscription. À l'issue de cette période de douze mois, l'utilisateur peut changer à tout moment de version tarifaire.

Pour le tarif HTB 2, les coefficients  $b_i$  et  $c_i$  employés pour les tarifs courte utilisation, moyenne et longue utilisation sont respectivement ceux du tableau 5, du tableau 6 et du tableau 7 ci-dessous :

**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)	$b_1 = 0,84$	$b_2 = 0,76$	$b_3 = 0,73$	$b_4 = 0,66$	$b_5 = 0,36$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,34$	$c_2 = 0,84$	$c_3 = 0,84$	$c_4 = 0,66$	$c_5 = 0,52$

**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)	$b_1 = 4,34$	$b_2 = 4,15$	$b_3 = 4,12$	$b_4 = 3,27$	$b_5 = 2,05$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,13$	$c_2 = 0,84$	$c_3 = 0,60$	$c_4 = 0,47$	$c_5 = 0,29$

**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)	$b_1 = 11,78$	$b_2 = 11,31$	$b_3 = 9,40$	$b_4 = 7,32$	$b_5 = 3,62$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,81$	$c_2 = 0,59$	$c_3 = 0,42$	$c_4 = 0,27$	$c_5 = 0,20$

### 3.2.4.1.3 Tarif pour le domaine de tension HTB 1

Pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension HTB 1 les utilisateurs choisissent, pour chacune des  $n$  plages temporelles que le tarif comporte, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite  $P_i$ , où  $i$  désigne la plage temporelle. Quel que soit  $i$ , les puissances souscrites doivent être telles que  $P_{i+1} \geq P_i$ .

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle de soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = b_1 \cdot P_1 + \sum_{i=2}^5 b_i \cdot (P_i - P_{i-1}) + \sum_{i=1}^5 c_i \cdot E_i + \sum_{12 \text{ mois}} CMDPS$$

- $P_i$  désigne la puissance souscrite pour la  $i^{\text{ème}}$  plage temporelle, exprimée en kW.
- $E_i$  désigne l'énergie active soutirée pendant la  $i^{\text{ème}}$  plage temporelle, exprimée en kWh.
- CMDPS désigne la composante mensuelle de dépassement calculée tel qu'indiqué au paragraphe 3.2.4.2.

Les plages temporelles du tarif HTB 1 sont définies comme suit :

- la saison haute inclut les mois de novembre à mars ;
- la saison basse inclut les mois d'avril à octobre ;
- les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, entre 9 heures et 11 heures, et entre 18 heures et 20 heures ;
- les heures pleines sont fixées entre 7 heures et 23 heures, à concurrence des heures de pointe précédemment définies ;
- les autres heures de la journée sont définies comme des heures creuses ;
- les dimanches, samedis et jours fériés sont entièrement en heures creuses.

Au cours de la période du TURPE 5, le gestionnaire du réseau de transport pourra faire évoluer la définition de la saison basse et de la saison haute en fonction des conditions d'exploitation du réseau de transport. Néanmoins, la nouvelle définition devra respecter les conditions suivantes. La saison haute devra inclure nécessairement les mois de décembre à février, et de soixante et un jours additionnels, répartis de telle sorte qu'au cours d'une même année civile, la saison haute ne soit pas constituée de plus trois périodes disjointes.

Afin de garantir la lisibilité du tarif, toute évolution devra être au préalable soumise à un processus de concertation au sein du Comité d'Utilisateurs de Réseau de Transport d'Electricité (CURTE). Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet de RTE.

Pour l'établissement de la composante annuelle de soutirages sur le domaine de tension HTB 1, les utilisateurs choisissent une des trois versions tarifaires suivantes :

- courte utilisation ;
- moyenne utilisation ;
- longue utilisation.

L'utilisateur conserve sa version tarifaire pendant une durée minimale de douze mois à compter de sa date de souscription. À l'issue de cette période de douze mois, l'utilisateur peut changer à tout moment de version tarifaire.

Pour le tarif HTB 1, les coefficients  $b_i$  et  $c_i$  employés pour les tarifs courte utilisation, moyenne et longue utilisation sont respectivement ceux du tableau 8, du tableau 9 et du tableau 10 ci-dessous :

**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 <sub>1</sub> = 2,33	b <sub>2</sub> = 1,94	b <sub>3</sub> = 1,79	b <sub>4</sub> = 1,07	b <sub>5</sub> = 0,58
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c <sub>1</sub> = 2,27	c <sub>2</sub> = 1,84	c <sub>3</sub> = 1,53	c <sub>4</sub> = 1,20	c <sub>5</sub> = 0,86

**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 <sub>1</sub> = 17,50	b <sub>2</sub> = 16,79	b <sub>3</sub> = 13,90	b <sub>4</sub> = 9,41	b <sub>5</sub> = 4,41
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c <sub>1</sub> = 1,66	c <sub>2</sub> = 1,32	c <sub>3</sub> = 0,77	c <sub>4</sub> = 0,56	c <sub>5</sub> = 0,38

**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 <sub>1</sub> = 29,81	b <sub>2</sub> = 28,84	b <sub>3</sub> = 23,24	b <sub>4</sub> = 16,58	b <sub>5</sub> = 8,54
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	c <sub>1</sub> = 1,36	c <sub>2</sub> = 1,00	c <sub>3</sub> = 0,59	c <sub>4</sub> = 0,38	c <sub>5</sub> = 0,14

**3.2.4.2 Composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1**

Pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1, les composantes des dépassements de puissance souscrite sont établies chaque mois selon la formule suivante :

$$CMDPS = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 0,04 * b_i * \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$



Où :

- $\Delta P$  désigne l'écart entre la puissance atteinte et la puissance souscrite quand la puissance atteinte est supérieure à la puissance souscrite de la plage temporelle, en kW, calculé par période d'intégration de 10 minutes ;
- les coefficients  $b_i$  employés sont ceux des paragraphes 3.2.4.1.2 et 3.2.4.1.3, selon la version choisie.

La puissance souscrite prise en compte est celle déclarée au plus tard trois jours ouvrés avant la mesure du dépassement par l'utilisateur.

**3.2.4.3 Modalités de modification de la puissance souscrite au cours d'une période de souscription**

Les modalités de modification, par un utilisateur, de la puissance souscrite au cours de la période de souscription sont précisées dans le contrat d'accès au réseau. Les stipulations de ce contrat prévoient d'une part, qu'un préavis de trois jours ouvrés entre la date de demande d'une modification de puissance souscrite et la date de changement effectif de la puissance souscrite doit être respecté par l'utilisateur et, d'autre part, qu'une modification de puissance souscrite s'applique uniquement pour l'avenir.

**3.2.5 Composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS)**

Les alimentations complémentaires et de secours établies à la demande des utilisateurs font l'objet d'une facturation selon les modalités ci-dessous. La composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACS) est égale à la somme de ces composantes.

**3.2.5.1 Alimentations complémentaires**

Les parties dédiées des alimentations complémentaires d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème suivant :

**Tableau 11 : Alimentations complémentaires**

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTB 3	101 653,33	9 632,87
HTB 2	61 305,36	Liaisons aériennes : 6 141,25 Liaisons souterraines : 30 705,16
HTB 1	31 843,25	Liaisons aériennes : 3 644,10 Liaisons souterraines : 7 288,18

**3.2.5.2 Alimentations de secours**

Les parties dédiées des alimentations de secours d'un utilisateur font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Cette facturation est établie en fonction de la longueur de ces parties dédiées selon le barème du tableau 11 ci-dessus. La puissance souscrite sur les alimentations de secours est inférieure ou égale à la puissance souscrite sur les alimentations principales.

Lorsqu'une alimentation de secours est partagée entre plusieurs utilisateurs, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours et traversées par des flux ayant pour destination des points connexion de plusieurs utilisateurs est répartie entre ces utilisateurs au prorata des puissances qu'ils ont souscrites sur cette alimentation de secours.

Lorsque l'alimentation de secours est raccordée au même domaine de tension que l'alimentation principale et qu'à la demande de l'utilisateur, elle a été raccordée à un transformateur du réseau public différent du transformateur utilisé pour son alimentation principale, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau 11 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 12 ci-dessous, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :



**Tableau 12 : Alimentations de secours – Réserve de puissance**

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTB 2	1,47
HTB 1	2,83

Lorsque l'alimentation de secours est à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, la facturation annuelle des alimentations de secours est égale à la somme de la composante résultant de l'application du barème du tableau 11 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 13 ci-dessous, correspondant à la tarification du réseau électrique public permettant le secours à un domaine de tension inférieur.

Lorsque l'alimentation de secours, qui est à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, est équipée d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite pour l'alimentation de secours par période d'intégration de 10 minutes, la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite pour l'alimentation de secours est établie chaque mois selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = \alpha \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

**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	7,04	0,73	29,83
	HTB 1	5,18	1,25	22,10
HTB 2	HTB 1	1,51	1,25	6,63

### 3.2.6 Composante de regroupement (CR)

Un utilisateur connecté en plusieurs points de connexion au même réseau public dans le même domaine de tension HTB et équipé de compteurs à courbe de mesure pour chacun de ces points peut, s'il le souhaite, bénéficier du regroupement conventionnel de tout ou partie de ces points pour l'application de la tarification décrite aux paragraphes 3.2.3 et 3.2.4, moyennant le paiement d'une composante de regroupement. Dans ce cas, la composante annuelle d'injections (CI), la composante annuelle de soutirages (CS), les composantes mensuelles de dépassements de puissance souscrite (CMDPS), la composante annuelle de dépassement ponctuels programmés (CDPP) et la composante annuelle de l'énergie réactive (CER) sont établies sur la base de la somme des flux physiques mesurés aux points de connexion concernés. La possibilité de regrouper conventionnellement les points de connexion à un même réseau public est limitée au périmètre d'une même concession ou d'une même régie de distribution pour les gestionnaires de réseaux publics de distribution et à celui d'un même site pour les autres utilisateurs.

Le regroupement des flux d'énergie réactive des points de connexion n'est possible que dans les cas où ces points de connexion satisfont aux conditions mentionnées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public d'électricité.

La composante de regroupement (CR) est établie en fonction de la longueur du réseau électrique public existant permettant physiquement ce regroupement, indépendamment des conditions d'exploitation et de la capacité de transit disponible sur les réseaux permettant le regroupement. Le montant de cette composante est calculé selon la formule suivante, en fonction de  $P_{souscrite\ regroupée}$ <sup>57</sup>, la puissance souscrite pour l'ensemble des points

<sup>57</sup> Pour le domaine de tension HTB 3, la puissance considérée correspond à la puissance maximale de soutirage.





conventionnellement regroupés et de I, la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du réseau public concerné permettant physiquement le regroupement.

$$CR = I \cdot k \cdot P_{\text{souscrite regroupée}}$$

Le coefficient k est défini par le tableau 14 suivant :

**Tableau 14 : Composante de regroupement**

Domaine de tension de l'alimentation	k (c€/kW/km/an)
HTB 3	5,52
HTB 2	Liaisons aériennes : 14,37 Liaisons souterraines : 55,23
HTB 1	Liaisons aériennes : 72,92 Liaisons souterraines : 128,17

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

#### 3.2.7.1 Composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT)

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion une ou plusieurs liaisons, aériennes ou souterraines, au même domaine de tension que la tension aval du transformateur auquel il est relié directement, sans l'intermédiaire d'une liaison en amont de son point de connexion, peut demander à bénéficier de la composante annuelle de soutirages (CS) applicable au domaine de tension directement supérieur à celui applicable au point de connexion.

Il doit dans ce cas acquitter une composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, reflétant le coût des transformateurs et des cellules. Cette composante est calculée selon la formule suivante, en fonction de sa puissance souscrite  $P_{\text{souscrite regroupée}}$

$$CT = k \cdot P_{\text{souscrite}}$$

Le coefficient k employé est celui défini dans le tableau 15 ci-dessous :

**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	1,73
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	3,72
HTA 1	HTB 1	6,57

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités du paragraphe 3.2.6. Dans ce cas, il est procédé d'abord à l'application de la tarification au domaine de tension supérieur à chaque point de connexion, puis au regroupement tarifaire susmentionné.

#### 3.2.7.2 Compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont

Un gestionnaire de réseau public de distribution qui exploite en aval de son point de connexion des liaisons au même domaine de tension que les liaisons situées en amont de ce point de connexion bénéficie de cette compensation lorsque la tarification qui est appliquée au point de connexion considéré est celle du domaine de tension de ce point.

Dans ce cas, la composante annuelle de soutirages (CS) de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante :

$$CS = \frac{I_2}{I_1 + I_2} \cdot CS_N + \frac{I_1}{I_1 + I_2} \cdot (CS_{N+1} + CT_{N/N+1})$$

Avec :

- $I_1$  la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire de réseau public de distribution ;
- $I_2$  la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire du réseau public auquel il est connecté qui est (sont) strictement nécessaire(s) pour relier son point de connexion au(x) transformateur(s) de ce gestionnaire nécessaire(s) pour garantir la puissance souscrite en schéma normal d'exploitation défini dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public amont ;
- $CT_{N/N+1}$  est la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation entre les domaines de tension N+1 et N définie au paragraphe 3.2.7.1.

**3.2.7.3 Ecrêtement grand froid**

Lors de chaque période de froid rigoureux, telle que définie au pas horaire ci-après, le gestionnaire de réseaux de distribution peut bénéficier d'une réduction de ses dépassements de puissance uniquement durant cette période et les 24 heures suivant la période d'application de cette clause.

Une période de froid rigoureux correspond à la durée où, au niveau d'une station météorologique et au pas horaire, la température minimale constatée est inférieure à la température minimale locale de référence définie au niveau de chaque station météorologique par la 30<sup>ème</sup> valeur de température minimale mensuelle sur trente ans.

Cette disposition est mise en œuvre selon des modalités transparentes et non-discriminatoires.

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

Pour des dépassements ponctuels programmés pour travaux et notifiés préalablement au gestionnaire de réseau public, un utilisateur dont un point de connexion, non exclusivement alimenté ou desservi par une (des) alimentation(s) de secours, est équipé d'un compteur à courbe de mesure et connecté en HTB 2 ou HTB 1, peut demander l'application d'un barème spécifique pour le calcul de sa composante de dépassements de puissance souscrite relative à ce point de connexion.

Dans ce cas, pendant la période durant laquelle ce barème est appliqué, les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite font l'objet de la facturation suivante, qui se substitue à la facturation des dépassements de puissance souscrite définie au paragraphe 3.2.4.2. Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite  $\Delta P$  sont calculés par période d'intégration de 10 minutes.

La formule est la suivante avec  $b_i$  le coefficient pondérateur de puissance de la plage temporelle et de la version tarifaire correspondante :

$$CDPP = \alpha \cdot b_i \cdot \sum \Delta P$$

Le facteur  $\alpha$  applicable est défini dans le tableau 16 ci-dessous :

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

Domaine de tension	$\alpha$
HTB 2	0,000143
HTB 1	0,000090

Les utilisateurs produisent à l'appui de leur demande d'application du barème spécifique pour le calcul de la composante de dépassements de puissance souscrite, tout élément permettant de justifier de la réalité des travaux à réaliser sur leurs installations électriques. Lorsque cette demande émane d'un gestionnaire de réseau



public de distribution et que celle-ci est la conséquence d'une demande d'un utilisateur raccordé à son réseau, le gestionnaire de réseau public de distribution transmet les éléments précités au gestionnaire du réseau public amont, et fournit la demande de puissance maximale de l'utilisateur qui sera à retrancher des dépassements du gestionnaire de réseau public de distribution et à facturer selon les modalités applicables aux dépassements ponctuels programmés.

L'application de cette disposition est limitée pour chaque point de connexion à au plus une fois par année calendaire, pour une utilisation d'au plus 14 jours non fractionnables. Pour le décompte du nombre d'applications de cette disposition par point de connexion, les applications réalisées à la demande des gestionnaires de réseaux publics de distribution ne sont pas prises en compte quand elles sont la conséquence d'une demande d'un utilisateur connecté à leur réseau. Les jours non utilisés ne peuvent pas être reportés.

Le gestionnaire du réseau public de transport peut refuser à un utilisateur ou suspendre l'application de cette disposition, en raison des contraintes d'exploitation qu'il prévoit sur le réseau public qu'il exploite. Ce refus ou cette suspension est motivé et notifié parallèlement à la Commission de régulation de l'énergie. Le gestionnaire de réseau de transport transmettra annuellement un bilan des dépassements de puissance programmés qu'il a autorisés.

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA 2, facturés suivant le barème tarifaire du TURPE HTB en application de l'ensemble des règles tarifaires applicables, ne peuvent bénéficier de cette disposition.

### 3.2.9 Report de charge

RTE peut interrompre le service d'accès au RPT pour permettre la maintenance, le renouvellement, le développement et la réparation des ouvrages du RPT, et peut ainsi à son initiative réaliser un report de tout ou partie du soutirage d'un utilisateur sur une ou plusieurs autres de ses alimentations (principale, complémentaire ou de secours).

Si le report de soutirage est réalisé sur des alimentations principales ou complémentaires, les dépassements de puissance souscrite observés au cours de la période de report de charge sur ces alimentations ne sont pas pris en compte dans le calcul de la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite.

Si le report est réalisé sur une alimentation de secours, les quantités d'énergie soutirées sur le secours sont alors facturées au tarif de l'alimentation principale et les éventuels dépassements ne seront facturés qu'au-delà de la puissance souscrite de l'alimentation principale.

Lorsque le report de charge est effectué sur une alimentation exploitée par un gestionnaire de réseaux de distribution, RTE verse une compensation financière à ce gestionnaire de réseaux de distribution selon les modalités prévues par le CART-GRD.

Les modalités d'interruption de l'alimentation principale sont précisées dans le contrat d'accès au réseau.

Cette disposition est mise en œuvre selon des modalités transparentes et non-discriminatoires.

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA 2, facturés suivant le barème tarifaire du TURPE HTB en application de l'ensemble des règles tarifaires applicables, ne peuvent bénéficier de cette disposition.

### 3.2.10 Composante annuelle de l'énergie réactive (CER)

En l'absence de dispositifs de comptages permettant d'enregistrer les flux physiques d'énergie réactive, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir dans leur documentation technique de référence des modalités transparentes et non-discriminatoires d'estimation de ces flux.

Les dispositions des paragraphes 3.2.10.1 et 3.2.10.2 ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité.

#### 3.2.10.1 Flux de soutirage

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux de soutirage, les gestionnaires de réseaux publics fournissent gratuitement l'énergie réactive :

- à concurrence du rapport  $tg \varphi_{max}$  défini dans le tableau 19 ci-dessous, du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars, de 6 heures à 22 heures du lundi au samedi ;
- par exception, pour les points de connexion où l'utilisateur a opté pour un tarif avec différenciation temporelle, jusqu'à concurrence du rapport  $tg \varphi_{max}$  défini dans le tableau 19 ci-dessous, pendant les heures de pointe et les heures pleines de la saison haute ;
- sans limitation en dehors de ces périodes.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive absorbée dans les domaines de tension HTB au-delà du rapport  $tg \varphi_{max}$  est facturée selon le tableau 17 ci-dessous :

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

Domaine de tension du point de connexion	Rapport $tg \varphi_{max}$	c€/kvar.h
HTB 3	0,4	1,43
HTB 2	0,4	1,53
HTB 1	0,4	1,72

À titre expérimental, pour une période maximale de trois ans, et d'un commun accord, le gestionnaire du réseau public de transport et le client consommateur peuvent choisir de fixer des principes de facturation différents des principes exposés dans cette section afin de tester des moyens innovants pour améliorer la gestion de l'énergie réactive à l'interface entre les réseaux.

**3.2.10.2 Flux d'injection**

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, que l'installation est régulée en tension, et que l'utilisateur ne bénéficie pas d'un contrat tel que prévu à l'article L. 321-11 du code de l'énergie, celui-ci s'engage à maintenir la tension au point de connexion de son installation dans une plage déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public auquel il est connecté.

Lors d'une excursion de la tension en dehors de sa plage contractualisée, l'utilisateur est facturé selon le tableau 18 ci-dessous de l'écart entre l'énergie réactive que son installation a effectivement fournie ou absorbée et celle qu'il aurait dû fournir ou absorber pour maintenir la tension dans la plage contractuelle de sa convention d'exploitation, dans la limite de ses capacités constructives définies par les diagrammes [U, Q] de sa convention de raccordement. Ces éléments sont établis selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de transport.

À titre expérimental, pour une durée maximale de trois ans, et d'un commun accord, le gestionnaire du réseau public de transport et l'utilisateur peuvent choisir de fixer des principes de facturation différents des principes exposés dans cette section afin de tester des moyens innovants pour améliorer la gestion de l'énergie réactive à l'interface entre les réseaux.

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

Domaine de tension du point de connexion	c€/kvar.h
HTB 3	1,43
HTB 2	1,53
HTB 1	1,72

**3.2.10.3 Dispositions spécifiques relatives à la composante annuelle de l'énergie réactive entre deux gestionnaires de réseaux publics d'électricité**

À chaque point de connexion qu'ils partagent, les gestionnaires de réseaux publics de distribution s'engagent contractuellement avec le gestionnaire du réseau public de transport sur la quantité d'énergie réactive qu'ils échangent, fixée en fonction de l'énergie active transitée.

L'énergie réactive absorbée par un gestionnaire de réseau public de distribution est facturée uniquement du lundi au samedi entre 6 heures et 22 heures pendant la période allant du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars et lorsque les conditions ci-dessous sont réunies :

- la valeur  $tg \varphi_{max}$  contractualisée avec le gestionnaire du réseau public de transport est dépassée ;
- les flux physiques d'énergie active sont des flux de soutirage supérieurs à un seuil Pa (pourcentage de la puissance souscrite contractualisée dans les contrats d'accès) ;



L'énergie réactive fournie par un gestionnaire de réseau public de distribution est facturée sur l'ensemble de l'année, à chaque heure, lorsque :

- les flux physiques d'énergie active sont des flux d'injection et que l'énergie réactive fournie est supérieure à un seuil  $Q_f$  ;
- les flux physique d'énergie active sont des flux de soutirage inférieurs à un seuil  $P_f$  (pourcentage de la puissance souscrite contractualisée dans les contrats d'accès) et l'énergie réactive fournie est supérieure à un seuil  $Q_f$ .

Dans un délai de quatre mois après l'entrée en vigueur des présentes règles tarifaires, les seuils  $P_a$ ,  $P_f$ ,  $Q_f$ , ainsi que la façon dont la  $tg \varphi_{max}$  est contractualisée doivent être explicités dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau de transport. Ces règles et leurs modalités d'évolution doivent tenir compte, d'une part, des possibilités dont peut raisonnablement disposer le gestionnaire de réseau public de distribution pour maîtriser l'énergie réactive et, d'autre part, des contraintes de tension identifiées, à un horizon de cinq à dix ans, par le gestionnaire du réseau public de transport.

Un pas de facturation horaire est appliqué pour calculer les dépassements unitaires dans chacune des zones de facturation. Les coûts de dépassement sont définis dans le tableau 19 ci-dessous :

**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	2,90
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	0,50

Les mêmes règles s'appliquent au point de connexion entre deux gestionnaires de réseaux publics de distribution dès lors que l'un d'entre eux exploite un domaine de tension HTB à l'interface entre les deux réseaux. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau public de distribution disposant du domaine de tension HTB, précise les règles dans sa documentation technique de référence selon les modalités décrites dans cette section.

À titre expérimental, et d'un commun accord, les gestionnaires de réseaux publics peuvent choisir de fixer des principes de facturation différents des principes exposés dans cette section afin de tester des moyens innovants pour améliorer la gestion de l'énergie réactive à l'interface entre les réseaux.

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA, facturés suivant le barème tarifaire du TURPE HTB en application de l'ensemble des règles tarifaires applicables, ne peuvent bénéficier de cette disposition.

**3.2.11 Dispositions transitoires relatives à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires**

Pendant les quatre premiers mois d'application des présentes règles tarifaires, les utilisateurs peuvent, pour chaque point de connexion, modifier leur version tarifaire sans qu'ils aient à respecter des périodes de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix. Cette disposition ne peut être activée qu'une seule fois (hors changement réalisé à l'entrée en vigueur des présentes règles tarifaires) et avec prise d'effet à date de réalisation.

Lors de la mise en œuvre des présentes règles tarifaires, les utilisateurs ayant souscrit des versions moyenne, longue et très longue utilisation se verront attribués respectivement des versions courte, moyenne et longue utilisation.

**3.3 Tarif applicable à compter du 1<sup>er</sup> août 2018**

Chaque année  $N$  à compter de l'année 2018, le niveau des composantes définies par les tableaux 1 à 2 et 4 à 19 présentés au paragraphe 3.2 évolue mécaniquement le 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$ , à l'exception de la composante d'injection définie par le tableau 3.

Chaque année  $N$ , le coefficient d'évolution annuelle est défini comme la somme de l'évolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac et d'un facteur d'apurement du 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<sup>er</sup> août, arrondi au dixième de pourcent le plus proche ;
- $IPC_N$  : coefficient 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 % +2 %.

Les coefficients de la grille tarifaire applicable à compter du 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$  sont obtenus en multipliant chaque coefficient de la grille tarifaire définie au paragraphe 3.2 par un coefficient d'évolution annuelle cumulée entre le 1<sup>er</sup> août 2017 et le 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$ .

Ainsi, la grille tarifaire en vigueur à compter du 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$  est obtenue en ajustant la grille tarifaire en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2017 du coefficient d'évolution cumulée entre le 1<sup>er</sup> août 2017 et le 1<sup>er</sup> 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'évolution annuelle cumulée entre le 1<sup>er</sup> août 2017 et le 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$  ne sont pas arrondis ;
- après application du coefficient d'évolution annuelle cumulée, 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.

### 3.3.1 Calcul du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année $N$

Au cours de la période du TURPE 4 HTB, la convention de signe utilisée consistait à considérer qu'un solde de CRCP négatif (respectivement positif) correspondait à une somme à restituer à RTE (respectivement aux utilisateurs de réseaux).

A des fins d'homogénéité avec le tarif ATRD5 et le TURPE HTA-BT, la convention de signe utilisée pour la période du TURPE 5 HTB est inverse, c'est-à-dire qu'un solde de CRCP négatif (respectivement positif) correspond à une somme à restituer aux utilisateurs de réseaux (respectivement à RTE).

Le solde du CRCP du TURPE 4 HTB, au 1<sup>er</sup> janvier 2017, est égal à l'opposé de la différence entre le montant définitif du solde du CRCP du TURPE 4 HTB et le montant provisoire, égal à +109 M€ en faveur de RTE (selon la convention retenue pour la période du TURPE 4 HTB), pris en compte pour l'élaboration du TURPE 5 HTB (cf. paragraphe 2.1.5).

Chaque année, à compter de l'année 2018, le solde du CRCP au 31 décembre de l'année  $N-1$  est calculé comme la somme :

- du solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N-1$  ;
- et de la différence entre le revenu autorisé calculé *ex post* au titre de l'année  $N-1$  et les recettes tarifaires perçues par RTE.

Le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$  est obtenu en actualisant le solde du CRCP au 31 décembre de l'année  $N-1$  au taux sans risque de 2,7 %.

Le solde du CRCP de fin de période tarifaire prend également en compte des montants au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D).

### 3.3.2 Calcul du coefficient $K_N$ en vue de l'apurement du solde du CRCP

L'évolution de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> août de l'année  $N$  prend en compte un coefficient  $K_N$ , qui vise à apurer, d'ici le 31 juillet de l'année  $N+1$ , le solde du CRCP du 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$ . Le coefficient  $K_N$  est plafonné à +/- 2 %.

Le coefficient  $K_N$  est calculé de manière à égaliser le solde du CRCP au 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$  et les apurements prévisionnels du 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$  au 31 juillet de l'année  $N+1$ .

Les apurements prévisionnels du 1<sup>er</sup> janvier de l'année  $N$  au 31 juillet de l'année  $N+1$  sont estimés, lors du calcul de l'évolution annuelle, comme l'écart entre :

- les recettes prévisionnelles (hors recettes d'injection) résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période. Ces recettes prévisionnelles (hors recettes d'injection)

sont obtenues en divisant les trajectoires de recettes présentées ci-après par les évolutions prévisionnelles cumulées (IPC prévisionnelle et  $K_n = 0$ , pour  $n$  compris entre 2018 et  $N$ ) puis en les multipliant par les évolutions tarifaires réalisées cumulées (IPC réalisée et  $K_n$  réalisés, pour  $n$  compris entre 2018 et  $N$ ) ;

- les recettes prévisionnelles (hors recettes d'injection) corrigées de l'inflation réalisée sur cette période. Ces recettes prévisionnelles (hors recettes d'injection) sont obtenues en divisant les trajectoires de recettes présentées ci-après par les évolutions prévisionnelles cumulées (IPC prévisionnelle et  $K_n = 0$ , pour  $n$  compris entre 2018 et  $N$ ) puis en les multipliant par les évolutions tarifaires prévisionnelles corrigées de l'inflation réalisée cumulées (IPC réalisée et  $K_n = 0$ , pour  $n$  compris entre 2018 et  $N$ ).

Pour le calcul des apurements prévisionnels, les valeurs de référence des recettes tarifaires prévisionnelles sont les suivantes :

**Evolution tarifaire et recettes tarifaires (avant abattement électro-intensifs et hors recettes d'injection) prévisionnelles**

En M€ <sub>courants</sub>	2018	2019	2020
Evolution tarifaire prévisionnelle au 1er août	1,08 %	1,26 %	1,40 %
Recettes tarifaires prévisionnelles (avant abattement électro-intensifs et hors recettes d'injection) 1 <sup>er</sup> janvier – 31 juillet	2 565	2 575	2 587
Recettes tarifaires prévisionnelles (avant abattement électro-intensifs et hors recettes d'injection) 1 <sup>er</sup> août – 31 décembre	1 852	1 862	1 874

**3.3.3 Revenu autorisé calculé ex post de l'année  $N$ <sup>58</sup>**

Pour chaque année  $N$  à compter de l'année 2017, le revenu autorisé calculé ex post est égal :

- à la somme des montants retenus pour les postes de charges suivants :
  - les charges nettes d'exploitation incitées ;
  - les charges de capital incitées « hors réseaux » ;
  - les charges de capital non incitées ;
  - les charges liées à la compensation des pertes ;
  - les charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrages ;
  - les coûts de congestions internationales ;
  - la valeur nette comptable des immobilisations démolies ;
  - les charges liées au dispositif d'interruptibilité ;
  - les charges liées aux contrats d'échanges entre GRT ;
  - les dépenses ou recettes à l'interface entre le réseau public de transport et les nouvelles interconnexions exemptées ;
  - les indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues au-delà de 15 M€ ;
  - les frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE ;
  - les montants retenus au titre du mécanisme de prise en compte des projets de déploiement industriel des réseaux électriques intelligents ;
  - l'écart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel ;
- de laquelle est retranchée la somme des montants retenus pour les postes de recettes suivants :
  - les recettes d'interconnexion ;
  - les abattements et pénalités liés aux services système et aux réserves d'équilibrage ;

<sup>58</sup> Lors du calcul effectué l'année  $N+1$  pour déterminer le coefficient d'évolution  $K_{N+1}$



- le 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 ;
- à laquelle est ajoutée la somme des montants retenus pour les incitations financières au titre de :
  - la régulation incitative de la continuité d'alimentation ;
  - incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement de projets de développement de réseaux selon les modalités indiquées au paragraphe 1.3.1.2.2 ;
  - incitations financières au développement des projets d'interconnexion selon les modalités décrites dans la décision tarifaire propre à chaque projet ;
- et à laquelle est ajouté l'apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB.

Pour l'année 2020, les montants retenus au titre de la régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D), le cas échéant, sont déduits du revenu autorisé.

Pour chaque poste, la méthode de calcul du montant retenu est exposée ci-après en détail.

### 3.3.4 Postes de charges pris en compte pour le calcul *ex post* du revenu autorisé

#### 3.3.4.1 Charges nettes d'exploitation incitées

Les charges nettes d'exploitation incitées correspondent aux charges suivantes :

- les charges nettes de fonctionnement incitées lesquelles correspondent aux charges nettes de fonctionnement telles que définies au paragraphe 2.1.2.4 à l'exception de la valeur nette comptable des immobilisations démolies ainsi que des abattements et pénalités liés aux services système et aux réserves d'équilibrage ;
- le coût d'achat des services système tension ;
- les coûts de congestions nationales ;
- les charges liées au mécanisme ITC ;
- le solde du compte RE-MA.

#### Charges nettes d'exploitation incitées

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Charges nettes de fonctionnement incitées	1 894	1 859	1 881	1 951
Charges de constitution des services système tension	110	107	108	111
Coûts de congestions nationales	15	15	15	16
Charges liées au mécanisme ITC	30	30	31	31
Solde du compte RE-MA	0	0	0	0
<b>Charges nettes d'exploitation incitées</b>	<b>2 049</b>	<b>2 011</b>	<b>2 035</b>	<b>2 109</b>

Le montant retenu dans le calcul *ex post* du revenu autorisé prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur définie dans la trajectoire prévisionnelle du TURPE 5 HTB pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2015 et l'année *N-1* :



**Inflation prévisionnelle au cours de la période du TURPE 5 HTB**

	2017	2018	2019	2020
Inflation prévisionnelle entre l'année N-2 et l'année N-1	0,40 %	1,08 %	1,26 %	1,40 %

- multipliée par l'inflation réalisée cumulée entre l'année 2015 et l'année N-1. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année civile N-1 et la valeur moyenne du même indice sur l'année civile 2015, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référencé INSEE 0001763852, indice construit à partir de l'indice INSEE 000641194 historiquement utilisé par la CRE).

**3.3.4.2 Charges de capital incitées « hors réseaux »**

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé de l'année N est égal aux charges de capital relatives aux actifs « véhicules », « immobilier » et « systèmes d'information » concernés par le mécanisme de régulation incitative sur les charges de capital « hors réseaux » décrit au paragraphe 1.3.1.2.2.

Ces charges de capital sont celles de la trajectoire des charges de capital définie dans la présente délibération, corrigées de l'écart d'inflation.

Les valeurs retenues pour les charges de capital incitées « hors réseaux » sont les suivantes :

**Charges de capital incitées**

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020
Valeurs retenues pour les charges de capital incitées « hors réseaux »	111	127	149	168

**3.3.4.3 Charges de capital non incitées**

Le montant retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé de l'année N est égal aux charges de capital constatées, à l'exception de celles afférentes aux actifs « hors réseaux ».

Ces charges de capital sont calculées en se fondant sur les montants réalisés d'investissements, de mises en service, de retraits d'actifs et d'amortissement.

**3.3.4.4 Charges relatives à la compensation des pertes**

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

- des charges relatives à la compensation des pertes effectivement supportées par RTE pour l'année N ;
- et dans une limite de plus ou moins 10 M€, la somme des incitations sur le volume des pertes et l'achat des pertes correspondantes à l'année N.

Les incitations annuelles sont dans un premier temps calculées sur la base de données provisoires, et l'année suivante sur la base de données constatées. Le montant de chaque incitation retenu pour le calcul ex post du revenu autorisé de l'année N est égal à la somme :

- du montant de l'incitation annuelle au titre de l'année N-1, calculée sur la base des données provisoires disponibles ;
- de l'écart entre le montant de l'incitation annuelle au titre de l'année N-2, calculée sur la base des données constatées et celui de cette même incitation calculée l'année précédente sur la base de données provisoires.

Les incitations sur le volume des pertes et sur les achats des pertes sont calculées selon les formules suivantes :

$$Incitation_{achat\ des\ pertes,N} = 20\% * (P_{référence,N} - P_{constaté,N}) * V_{constaté,N}$$

$$Incitation_{volume\ des\ pertes,N} = 10\% * (V_{référence,N} - V_{constaté,N}) * P_{référence,N}$$

Où :

- P<sub>référence, N</sub> est le prix unitaire de référence pour l'année N ;



- $P_{constaté,N}$  est le prix constaté des pertes de RTE pour l'année  $N$  ;
- $V_{référence,N}$  est le volume de référence pour l'année  $N$  ;
- $V_{constaté,N}$  est le volume de pertes constaté de RTE pour l'année  $N$ .

### Volume annuel de référence $V_N$

Le volume annuel de référence est déterminé chaque année par le produit entre le taux de pertes de référence fixé à 2,1 % et le volume des injections totales sur le RPT (qui incluent donc à la fois la production injectée sur le réseau mais également les importations).

### Prix unitaire de référence annuel $Cm_N$

Le prix unitaire de référence des pertes est égal au prix moyen d'un panier de produits comprenant des produits « à moyen terme » et des produits « à court terme ». Le panier de produits retenu permet de couvrir une courbe de charge des pertes à la maille horaire. Cette courbe de charge est définie, d'une part, à partir du volume annuel constaté des pertes et, d'autre part, de la forme de la courbe de charges des pertes de RTE retenue pour le processus « Recotemp » de la Recoflux.

Le panier de produits « à moyen terme » se compose des produits annuels, trimestriels et mensuels en base et en pointe, dont la répartition est déterminée pour couvrir au mieux en moyenne la courbe de charge prévisionnelle.

Pour chaque produit « à moyen terme » (à l'exception du produit annuel base), un prix de référence est retenu pour ce produit.

Pour le produit annuel base, le prix de référence tient compte des prix de marché, du prix de l'ARENH et du prix de garantie de capacité, pour refléter la possibilité qu'a le GRT d'arbitrer en fonction de l'évolution des prix de l'ARENH et du marché, tout en prenant en compte des contraintes de liquidité.

Le panier de produits « à court terme » se compose de produits journaliers.

Un prix unitaire de référence brut est calculé comme la moyenne pondérée des prix de référence des différents produits du panier<sup>59</sup>. Ce prix unitaire de référence brut ne prend pas en compte un certain nombre d'éléments comme par exemple :

- les frais de transaction ;
- les effets d'une liquidité imparfaite du marché ;
- l'existence d'écarts pour le responsable d'équilibre des pertes ;
- les biais éventuels inhérents à la modélisation du prix de référence (corrélation entre plusieurs risques notamment).

Le prix unitaire de référence brut est donc majoré d'un coefficient reflétant ces phénomènes.

Les coûts liés aux soutirages physiques du gestionnaire de réseaux en tant que responsable d'équilibre sont également pris en compte à travers la valeur applicable du coefficient  $c$ , qui est défini dans les règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'équilibre en vigueur.

Le détail du calcul prix unitaire de référence est précisé dans une annexe confidentielle au présent document.

Pour l'année 2017, le coût unitaire de référence est égal au prix moyen des achats réalisés par RTE.

### **3.3.4.5 Charges d'exploitation liées à la constitution des réserves d'équilibrages**

#### **3.3.4.5.1 Réserves d'équilibrage**

Un montant annuel de référence pour les réserves d'équilibrage est déterminé pour l'année  $N$  (REqN) suivant la formule suivante :

$$REq_N = \sum_i V_{i,ref,N} * P_{i,N}$$

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} ;

<sup>59</sup> Pour les années 2018 et 2019, ce prix de référence brut prend également en compte les prix constatés pour tous les volumes achetés par RTE avant le 24 octobre 2016.

- $V_{i,ref, N}$  est le volume annuel de référence associé à la réserve  $i$  pour l'année  $N$  ;
- $P_{i,N}$  est le prix annuel constaté.

Pour les réserves d'équilibrage, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année  $N$  est égal à la somme :

- du montant annuel de référence  $RE_{qN}$  ;
- 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  $RE_{qN}$ , si ces charges réelles sont supérieures au montant de référence  $RE_{qN}$  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 :
  - pour les volumes constitués par contractualisation ou prescription, cette validation interviendra en amont de la période de constitution ;
  - pour les volumes constitués par activation sur mécanisme d'ajustement, cette validation interviendra *ex-post* comme décrit dans la partie 1.3.3.2.
- 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  $RE_{qN}$ , si ces charges réelles sont inférieures au montant de référence  $RE_{qN}$ .

Les paramètres utilisés pour le calcul du montant annuel de référence  $RE_{qN}$  sont définis comme suit :

- Les volumes annuels de référence des réserves d'équilibrage sont définis comme suit, pour chaque année de la période tarifaire :
  - Pour les réserves constituées par appels d'offres ou par prescription :

**Volume annuel de référence des réserves constituées par appels d'offres ou par prescription**

	Volume annuel de référence (MW)
Réserve primaire	573
Réserve secondaire	662
Réserve rapide*	1000
Réserve complémentaire*	500

\* Pour la période de contractualisation de l'année 2017, la CRE considérera un niveau global de 1500 MW pour les réserves rapide et complémentaire.

- Pour les réserves constituées par activation sur le mécanisme d'ajustement :

**Volume annuel de référence pour les réserves constituées par activation sur le mécanisme d'ajustement**

	Volume annuel de référence (GWh)
Services système fréquence reconstitués au motif d'une réévaluation de son besoin par RTE	130
Marges reconstituées	182

- Le prix annuel effectif par type de réserve,  $P_{i,N}$ , est égal :
  - au prix payé par RTE pour constituer les réserves primaire, secondaire, rapide et complémentaire ;
  - au surcoût des ajustements réalisés pour reconstituer les services système fréquence, au motif d'une réévaluation par RTE de son besoin, et des marges, exprimé en €/MW/h et en application

de l'article 5.3.2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement<sup>60</sup>.

#### **3.3.4.5.2 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, 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, en application de l'article 5.3.2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement.

#### **3.3.4.6 Coûts de congestions internationales**

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année *N* est égal aux coûts de congestions internationales effectivement supportés par RTE.

#### **3.3.4.7 Valeur nette comptable des immobilisations démolies**

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année *N* est égal à la valeur nette comptable constatée des immobilisations démolies.

#### **3.3.4.8 Charges liées au dispositif d'interruptibilité**

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année *N* est égal aux charges liées au dispositif d'interruptibilité effectivement versées par RTE.

#### **3.3.4.9 Charges liées aux contrats d'échanges entre GRT**

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année *N* est égal aux charges liées au contrat d'échanges entre GRT effectivement versées par RTE.

#### **3.3.4.10 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 de l'année *N* est égal aux dépenses (respectivement recettes) effectivement supportées (respectivement perçues) par RTE à l'interface entre le RPT et les nouvelles interconnexions exemptées (NIE). Celles-ci incluent :

- les indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités d'échange sur les NIE ;
- les recettes issues d'éventuels versements des gestionnaires des NIE à RTE.

Les coûts de congestion induits par les transits circulant sur les NIE sont inclus dans les congestions internationales.

#### **3.3.4.11 Indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues au-delà de 15 M€**

Les charges nettes d'exploitation incitées, présentées au paragraphe 3.3.4.1 incluent un montant de référence de 7,5 M€ par an au titre des indemnités versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues.

Néanmoins, les indemnités versées par RTE au-delà de 15 M€ sont entièrement couvertes par le tarif.

Par conséquent, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année *N* est :

- nul si le montant des indemnités effectivement versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues est inférieur à 15 M€ ;
- égal à la différence entre, d'une part, les indemnités effectivement versées par RTE aux GRD au titre des coupures longues et, d'autre part, 15 M€, si le montant des indemnités effectivement versées est supérieur à 15 M€.

#### **3.3.4.12 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.

<sup>60</sup> [https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients\\_producteurs/services\\_clients/regles.jsp](https://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/regles.jsp)

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année *N* est égal aux frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement effectivement supportés par RTE lorsque celles-ci ont été approuvées par la CRE.

**3.3.4.13 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 devra, dans la 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.

**3.3.4.14 Ecart annuel 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.

L'année *N*, l'écart annuel retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé est le suivant :

**Ecarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé de l'année N**

En M€ courants	2017	2018	2019	2020
Ecarts annuels entre recettes prévisionnelles et revenu autorisé de l'année N	14	109	12	-143

**3.3.5 Postes de recettes pris en compte pour le calcul *ex post* du revenu autorisé**

**3.3.5.1 Recettes d'interconnexion**

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année *N* est égal aux recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions avec les pays voisins effectivement perçues par RTE. Ces recettes sont nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions.

**3.3.5.2 Abattements, pénalités et indemnités liés aux services système et aux réserves d'équilibrage**

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année *N* 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.

**3.3.5.3 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. 335-15 et R. 335-33, le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année *N* 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.

**3.3.6 Incitations financières au titre de la régulation incitative**

**3.3.6.1 Régulation incitative des investissements**

La présente délibération met en place un mécanisme d'incitations financières au développement des projets d'interconnexion (cf. paragraphe 1.3.1.2.1). Le montant de ces incitations sera calculé dans une délibération tarifaire propre à chaque projet.

Par ailleurs, la présente délibération introduit une incitation à la maîtrise des dépenses d'investissement de projets de développement de réseaux (cf. paragraphe 1.3.1.2.2).

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



- des incitations financières au développement des projets d'interconnexion définies dans les délibérations tarifaires propres à chaque projet ;
- 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 sera recalculée en *N+2* ou *N+3* si des dépenses additionnelles d'investissement sont constatées après la mise en service du projet.

### 3.3.6.2 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 doit être rendu public sur leur site Internet respectif.

Les listes des indicateurs relatifs à la continuité d'alimentation RTE définis pour le TURPE 5 HTB figurent en annexe du présent document.

Les indicateurs de RTE relatifs aux durées et fréquences moyennes annuelles de coupure des utilisateurs raccordés en HTB sont soumis à des incitations financières. Les objectifs et montants des bonus et pénalités des indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière calculée à une fréquence annuelle s'appliqueront à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017.

Le mécanisme de suivi de la continuité d'alimentation de RTE pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Le montant retenu pour le calcul *ex post* du revenu autorisé de l'année *N*, au titre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, est égal à la somme des deux incitations financières définies aux paragraphes 2.1 et 2.2 de l'annexe 2 pour l'année considérée, dans la limite globale de  $\pm 45$  M€.

### 3.3.7 Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB

Le montant retenu au titre de l'apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB pour chaque année *N* est le suivant :

#### Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020
Apurement du solde du CRCP du TURPE 4 HTB	29	29	29	29

### 3.3.8 Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)

Pour les dépenses de R&D, Les montants retenus pour l'élaboration du TURPE 5 HTB sont les suivants (y compris dépenses relatives aux projets « *Smart grids* » et minoré des subventions) :

#### Charges d'exploitation de R&D

En M€ <sub>courants</sub>	2017	2018	2019	2020
Charges d'exploitation de R&D	34	35	36	37

Les dépenses de R&D prévues mais non engagées en fin de période tarifaires seront déduites du revenu autorisé de RTE en 2020. Ainsi, la CRE effectuera, en fin de période tarifaire, un bilan des charges d'exploitation effectivement engagées par RTE dans des projets de R&D en tenant compte de l'inflation effectivement réalisée, et restituera aux utilisateurs l'écart entre la trajectoire prévisionnelle d'une part, et la trajectoire réalisée minorée des subventions d'autre part, si celui-ci est positif.

RTE transmettra à la CRE, avant la fin du premier trimestre de chaque année calendaire *N*, un bilan au titre de l'année *N-1*, qui pourra faire l'objet d'un audit régulier. Les éventuels écarts annuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire prévisionnelle devront être justifié par RTE dans le cadre du bilan annuel transmis à la CRE.

Un bilan annuel des projets de R&D de RTE sera transmis par RTE à la CRE, avant la fin du premier trimestre de chaque année calendaire, au titre de l'année précédente incluant notamment les éléments suivants :

- une description des projets menés et des partenariats conclus, avec les dépenses associées et les résultats obtenus ;

19 octobre 2016

- une liste des projets en cours et à venir avec les résultats attendus ;
- les montants dépensés sur l'année écoulée ;
- les prévisions de dépenses par année jusqu'à la fin de la période tarifaire ;
- le nombre d'équivalents temps plein associés aux programmes de R&D ;
- les soutiens et subventions perçus.

Ce suivi pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

**ANNEXE 1 : COEFFICIENTS TARIFAIRES APPLICABLES LE 1<sup>ER</sup> AOUT 2017****1. Composante annuelle de gestion (CG)**

Tableau 1 : Composante annuelle de gestion

$a_1$ (€/an) / contrat	Contrat d'accès au réseau
HTB	8508,05

**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	2941,71
HTB	Hebdomadaire	Utilisateur	528,12

**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	0,31



**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)	$b_1 = 0,84$	$b_2 = 0,76$	$b_3 = 0,73$	$b_4 = 0,66$	$b_5 = 0,36$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,34$	$c_2 = 0,84$	$c_3 = 0,84$	$c_4 = 0,66$	$c_5 = 0,52$

**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)	$b_1 = 4,34$	$b_2 = 4,15$	$b_3 = 4,12$	$b_4 = 3,27$	$b_5 = 2,05$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,13$	$c_2 = 0,84$	$c_3 = 0,60$	$c_4 = 0,47$	$c_5 = 0,29$

**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)	$b_1 = 11,78$	$b_2 = 11,31$	$b_3 = 9,40$	$b_4 = 7,32$	$b_5 = 3,62$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 0,81$	$c_2 = 0,59$	$c_3 = 0,42$	$c_4 = 0,27$	$c_5 = 0,20$

**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)	$b_1 = 2,33$	$b_2 = 1,94$	$b_3 = 1,79$	$b_4 = 1,07$	$b_5 = 0,58$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 2,27$	$c_2 = 1,84$	$c_3 = 1,53$	$c_4 = 1,20$	$c_5 = 0,86$

**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)	$b_1 = 17,50$	$b_2 = 16,79$	$b_3 = 13,90$	$b_4 = 9,41$	$b_5 = 4,41$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,66$	$c_2 = 1,32$	$c_3 = 0,77$	$c_4 = 0,56$	$c_5 = 0,38$

**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)	$b_1 = 29,81$	$b_2 = 28,84$	$b_3 = 23,24$	$b_4 = 16,58$	$b_5 = 8,54$
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$c_1 = 1,36$	$c_2 = 1,00$	$c_3 = 0,59$	$c_4 = 0,38$	$c_5 = 0,14$

**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	101 653,33	9 632,87
HTB 2	61 305,36	Liaisons aériennes : 6 141,25 Liaisons souterraines : 30 705,16
HTB 1	31 843,25	Liaisons aériennes : 3 644,10 Liaisons souterraines : 7 288,18

**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	1,47
HTB 1	2,83

**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	7,04	0,73	29,83
	HTB 1	5,18	1,25	22,10
HTB 2	HTB 1	1,51	1,25	6,63

**6. Composante de regroupement (CR)**

**Tableau 14 : Composante de regroupement**

Domaine de tension de l'alimentation	k (c€/kW/km/an)
HTB 3	5,52
HTB 2	Liaisons aériennes : 14,37 Liaisons souterraines : 55,23
HTB 1	Liaisons aériennes : 72,92 Liaisons souterraines : 128,17

**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	1,73
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	3,72
HTA 1	HTB 1	6,57

**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	$\alpha$
HTB 2	0,000143
HTB 1	0,000090

**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 $tg \varphi_{max}$	c€/kvar.h
HTB 3	0,4	1,43
HTB 2	0,4	1,53
HTB 1	0,4	1,72

**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	1,43
HTB 2	1,53
HTB 1	1,72

### 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	2,90
Zone de facturation pour l'énergie réactive fournie	0,50

## ANNEXE 2 : CONTINUITÉ D'ALIMENTATION

### 1. Evénements exceptionnels

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité. Dans les zones insulaires non interconnectées aux réseaux électriques continentaux ayant moins de 100 000 clients, le seuil de 100 000 clients susmentionné est abaissé à la moitié du nombre de clients raccordés dans la zone concernée.

### 2. Suivi de la continuité d'alimentation de RTE

Cette partie de l'annexe détaille les indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation de RTE ainsi que les incitations financières correspondantes définies pour le TURPE 5 HTB.

#### 2.1. Durée moyenne de coupure

<b>Calcul</b>	<p>La durée moyenne de coupure de l'année N en HTB (<math>DMC_N</math>) est définie comme le ratio (i) du total de l'END de l'année N par (ii) puissance moyenne acheminée de l'année N</p> $DMC_N = \frac{\text{Total de l'END de l'année N} \times 60}{PMDA \text{ (hors pertes) de l'année N}}$ <p>END : énergie non distribuée, exprimée en MWh. L'énergie non distribuée est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (cf. définition ci-après). Le calcul de l'énergie non distribuée inclut les délestages pour des causes liées au réseau public de transport.</p> <p>PMDA : puissance moyenne acheminée, exprimée en MW. La puissance moyenne acheminée est obtenue en divisant la valeur de l'énergie acheminée (hors pertes) dans l'année par 8 760 heures (ou 8 784 heures si l'année N est une année bissextile).</p>
<b>Périmètre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>DMC_N</math> est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels</li> </ul>
<b>Suivi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>• Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle</li> <li>• Fréquence de publication : trimestrielle</li> <li>• Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
<b>Objectif</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Objectif de référence (<math>DMC_{Nref}</math>) : 2,8 coupures / an</li> </ul>

<b>Incitations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = <math>17 \text{ M€}/\text{coupure}/\text{an} \times (DMC_{Nref} - DMC_N)</math></li> <li>• Versement au travers du CRCP</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1<sup>er</sup> janvier 2017</li> </ul>

**2.2. Fréquence moyenne de coupure**

<b>Calcul</b>	<p>La fréquence moyenne de coupure de l'année N en HTB (<math>FMC_N</math>) est définie comme le ratio (i) du nombre de coupures longues et brèves sur l'année N par (ii) le nombre d'installations au 31 décembre de l'année N</p> $FMC_N = \frac{\text{Nombre de coupures longues et brèves sur l'année N}}{\text{Nombre d'installations au 31 décembre de l'année N}}$ <p>Coupure longue : coupure de l'alimentation d'une installation pendant une durée supérieure à 3 minutes.</p> <p>Coupure brève : coupure de l'alimentation d'une installation pendant une durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes.</p>
<b>Périmètre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>FMC_N</math> est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels</li> </ul>
<b>Suivi</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fréquence de calcul : mensuelle</li> <li>• Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle</li> <li>• Fréquence de publication : trimestrielle</li> <li>• Fréquence de calcul des incitations : annuelle</li> </ul>
<b>Objectif</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Objectif de référence (<math>FMC_{Nref}</math>) : 0,46 coupures / an</li> </ul>
<b>Incitations</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Bonus (ou pénalité pour des valeurs négatives) = <math>109 \text{ M€}/\text{coupure}/\text{an} \times (DMC_{Nref} - DMC_N)</math></li> <li>• Versement au travers du CRCP</li> </ul>
<b>Date de mise en œuvre</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1<sup>er</sup> janvier 2017</li> </ul>

**3. Autres indicateurs de suivi de la continuité d'alimentation de RTE**

Avant la fin de chaque trimestre calendaire, RTE transmet à la CRE les informations suivantes, relatives au trimestre précédent :

- l'énergie non distribuée toutes causes confondues ;
- l'énergie non distribuée hors événements exceptionnels ;
- l'énergie non distribuée lors des délestages ;
- l'énergie non distribuée lors des délestages pour des causes liées au réseau public de transport ;
- le nombre de coupures longues et brèves toutes causes confondues ;
- le nombre de coupures longues et brèves hors événements exceptionnels ;
- pour chaque événement exceptionnel (cf. définition ci-après) : tout élément permettant de justifier le caractère exceptionnel de l'événement, l'énergie non distribuée, le nombre de coupures longues et brèves lors de l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par RTE pour rétablir les conditions normales d'exploitation.



Avant la fin du premier trimestre de chaque année, RTE transmet à la CRE les informations suivantes, relatives à l'année précédente :

- la durée moyenne annuelle de coupure toutes causes confondues ;
- la durée moyenne annuelle de coupure hors événements exceptionnels ;
- la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux délestages ;
- la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux délestages pour des causes liées au réseau public de transport ;
- la fréquence moyenne annuelle de coupure toutes causes confondues ;
- la fréquence moyenne annuelle de coupure hors événements exceptionnels.



## **ANNEXE 3 : PROGRAMME DE R&D ET D'INNOVATION DE RTE**

La présente annexe expose les programmes de R&D et d'innovation de RTE. La description est celle transmise par RTE à la CRE.

RTE prévoit de mener, au cours de la prochaine période tarifaire, des projets de R&D structurés selon six programmes.

### **1. Le programme « Environnement et Société »**

Ce programme vise à répondre aux attentes environnementales mais aussi sociétales par rapport au réseau de transport d'électricité. Le programme s'articule autour des axes suivants :

- la gestion durable des ressources en garantissant une faible empreinte environnementale des activités de RTE et en sécurisant les approvisionnements (éco-conception) ;
- l'identification et l'expérimentation des méthodes et solutions nouvelles pour favoriser l'acceptabilité des ouvrages de RTE ;
- la protection de la biodiversité notamment et les services rendus par les écosystèmes présents sous ou aux abords des ouvrages de RTE.

Certains projets de ce programme ont été initiés durant la période 2013-2016 et seront poursuivis sur les années 2017-2020. Ces projets sont les suivants :

- la poursuite et finalisation du projet européen Inspire Grid sur l'acceptabilité des ouvrages ;
- la poursuite des expérimentations de solution de végétalisation et d'éco-conception entrepris dans les postes électriques ;
- la poursuite des recherches sur les interactions des ouvrages en milieu sous-marin avec la biodiversité.

Parmi les nouveaux projets qui seront lancés en 2017-2020, RTE identifie :

- l'étude de l'éco-conception des matériels en partenariat avec les milieux académiques et industriels ;
- l'exploration de nouveaux outils et méthodes pour la concertation comme : l'évaluation des niveaux de dialogue avec les parties prenantes sur les projets d'ouvrages ou l'étude des opportunités associée aux infrastructures du réseau ;
- le lancement d'un projet destiné à améliorer les connaissances sur les interactions possibles entre les câbles de raccordement électrique et les écosystèmes marins côtiers.

### **2. Le programme « Gestion des actifs »**

Ce programme vise à développer des outils et méthodes innovantes afin d'optimiser les politiques techniques de mise à niveau et de renouvellement du réseau, et à conduire une maintenance optimisée pour une disponibilité maximale du réseau. Le programme s'articule autour des axes suivants :

- l'observation et l'instrumentation des actifs pour rendre communicants les ouvrages du réseau ;
- la construction et la valorisation de l'imagerie numérique du réseau ainsi obtenue ;
- l'expérimentation et la modélisation du comportement dans le temps des équipements du réseau ;
- le développement des outils d'aide à la décision sur la gestion des actifs.

Certains projets de ce programme ont été initiés durant la période 2013-2016 et seront poursuivis sur les années 2017-2020. Ces projets sont les suivants :

- poursuite du développement des analyses automatiques des images collectées par les drones, la détection automatique des défauts électriques à partir de l'analyse de l'imagerie embarquée par hélicoptère ;
- poursuite des études de vieillissement des conducteurs aériens avec une double approche : expérimentale avec l'étude de la corrosion et numérique dans le cadre du projet Smartlab (développement d'outils de simulation des phénomènes de vieillissement des composants et d'optimisation des scénarios de gestion des actifs) ;
- poursuite du projet consistant à simuler des systèmes complexes pour dégager des stratégies techniques de gestion d'actifs de réseau optimales par comparaison de leur réalisation. Tel qu'il est dessiné

actuellement, une première version est prévue fin 2017 suivie de développements complémentaires jusqu'en novembre 2019.

Parmi les nouveaux projets qui seront lancés en 2017-2020, RTE identifie :

- l'utilisation de l'internet des objets et de la data science pour permettre à des équipements jusque-là faiblement suivis/monitorés de l'être d'avantage. Les études de comportement des fibres optiques et des disjoncteurs ;
- l'acquisition des données (relevé 3D des postes, description détaillée des appareils) pour mettre en place des solutions de réalité augmentée ou virtuelle pour améliorer les interventions de maintenance.

### **3. Le programme « Evolutions de l'infrastructure de réseau »**

Ce programme vise à anticiper et accélérer le développement des technologies innovantes préfigurant le réseau de demain. Il s'articule autour des axes suivants :

- le développement de technologies de liaisons permettant d'augmenter la capacité du transit des ouvrages et donner plus de flexibilité en condition de fonctionnement ;
- la conception de l'architecture et des composants des postes électriques nouvelle génération pour améliorer la disponibilité des structures de poste, leur efficacité, leur éco-conception et diversifier les services qu'ils rendent ;
- la validation du potentiel des technologies qui vont permettre l'intégration des liaisons à courant continu dans un réseau alternatif et l'exploitation de réseau à courant continu dans un réseau de transport d'électricité ;
- l'évolution du contrôle-commande des postes, des plans de protection et de défense du réseau.

Certains projets de ce programme ont été initiés durant la période 2013-2016 et seront poursuivis sur les années 2017-2020. Ces projets sont les suivants :

- l'étude du potentiel des fibres de NanoTubes de Carbone (NTC) ;
- la réalisation du démonstrateur « Poste Intelligent » dans la Somme avec la mise en place d'un contrôle-commande numérique et la mise en œuvre de fonctions avancées d'automatismes de zone ;
- le projet européen « BEST PATHS » qui a été lancé en 2014. RTE y pilote un démonstrateur qui donnera lieu à l'expérimentation de l'interopérabilité des stations de conversion de courant alternatif/continu ;
- le projet européen « PROMOTION » (PROgress on Meshed HVDC Offshore TransmissiOn Networks), lancé début 2016, permettra d'étudier l'interopérabilité des systèmes de protection sur le réseau à courant continu. Les résultats sont attendus en 2020.

Parmi les nouveaux projets qui seront lancés en 2017-2020, RTE identifie :

- une étude sur les câbles à flottaison « dynamique » pour les futurs parcs éoliens « offshore flottants » ;
- l'étude de faisabilité de la réalisation d'un poste électrique HTB sous-marin pour permettre le raccordement des nouvelles énergies marines ;
- évaluation de la co-simulation (simulation simultanée des réseaux énergétiques et télécoms) pour élaborer un plan de défense résilient aux modes communs liés à l'interdépendance entre réseaux électriques et télécommunications.

### **4. Le programme « Fonctionnement et exploitation du système électrique »**

Ce programme porte :

- d'une part, sur le maintien de la sûreté du système dans un contexte d'évolutions de la physique des équipements du système, avec en particulier l'introduction massive de l'électronique de puissance (problèmes d'inertie, mais aussi de transitoires électromagnétiques, et réaction des équipements aux courants de court-circuit, de nature des protections des équipements du réseau) ;
- d'autre part, sur l'évolution de la façon d'exploiter le système électrique, et les outils associés.

Le programme s'articule autour des axes suivants :

- conception d'une nouvelle architecture de pilotage s'adaptant aux nouveaux leviers de flexibilités ;

- intégration et élaboration des méthodes/outils d'exploitation des nouveaux leviers de flexibilités ;
- maîtrise de la stabilité d'un réseau en mutation.

Certains projets de ce programme ont été initiés durant la période 2013-2016 et seront poursuivis sur les années 2017-2020. Ces projets sont les suivants :

- mise en application du projet européen iTesla (approche innovante de l'analyse de la sécurité de fonctionnement des réseaux par une approche probabiliste étendue) qui s'est achevé en 2016. Une extension sera prévue dans une approche innovante pour la conception des outils de conduite du futur ;
- poursuite du projet européen MIGRATE sur les problèmes de stabilité dans un réseau constitué principalement ou exclusivement d'éléments à base d'électronique de puissance ;
- poursuite du projet DYNAMO sur la modélisation et la simulation de systèmes de plus en plus complexes.

Parmi les nouveaux projets qui seront lancés en 2017-2020, RTE identifie :

- l'intégration de moyens de flexibilité dans le cadre d'une étude de comportement dynamique pour vérifier la stabilité du système ;
- des réflexions sur la maille optimale de pilotage du réseau de transport devant déboucher sur de nouveaux automates de zone.

### **5. Le programme « Développement optimal du réseau »**

Ce programme vise à questionner les approches économiques de prises de décision d'investissement dans un contexte marqué par la convergence de deux tendances de fond :

- une rupture de la croissance des consommations et des soutirages en énergie mais pas forcément en puissance sur le réseau de transport ;
- la perspective nouvelle de pouvoir résorber des contraintes de transits sur certains ouvrages (surtout lorsqu'elles sont occasionnelles) par des moyens « dynamiques » utilisant de nouvelles technologies.

Le programme s'articule autour des axes suivants :

- redéfinition du concept d'optimisation globale ;
- développement des méthodes et outils pour mener les stratégies optimales de développement.

Ce programme de recherche se lance début 2017. Les nouvelles actions consistent à analyser les méthodes de prise de décision d'investissement, en intégrant mieux les différentes échelles de temps et assurant la cohérence avec les décisions prises aux horizons de maintenance et d'exploitation.

### **6. Le programme « Prospective, économie et Smart grids »**

Ce programme vise à élaborer une vision prospective du secteur énergétique pour anticiper les bouleversements à venir autant d'un point de vue économique, sociétal que structurel. Ce programme s'articule autour des axes suivants :

- développement d'une vision prospective du secteur électrique et énergétique Proposition de nouvelles architectures de marché et nouveaux schémas réglementaires ;
- mise en perspective des potentialités de moyens de flexibilité sur le réseau de transport ;
- *Smarts grids* ;
- accompagnement de la stratégie énergétique des territoires.

Ce programme comportera les suites des chantiers initiés par les pouvoirs publics dans le cadre de la démarche des « Réseaux Electriques Intelligents », qui a vocation à consolider la filière *Smart grids* française. Le projet lancé par RTE début 2016 prépare le déploiement d'un ensemble de solutions innovantes sur les zones Ouest et Paca, en impliquant les différents métiers de l'entreprise et les régions.

Ce programme comporte par ailleurs des activités nouvelles : des études prospectives, des travaux amont en lien avec des partenaires académiques sur l'architecture de marché et le cadre relatif aux investissements aux investissements, qu'ils soient de production, de réseau, de flexibilité de la demande ou de stockage. Ce programme s'intéressera particulièrement aux services que RTE peut rendre aux collectivités locales et régionales qui deviennent des parties prenantes importantes en matière d'énergie.

**ANNEXE 4 : REGULATION INCITATIVE DES CHARGES LIEES A LA COMPENSATION  
DES PERTES (ANNEXE CONFIDENTIELLE)**

Cette annexe est confidentielle.

Fait à Paris, le 19 octobre 2016.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le Président,

Philippe de LADoucette