

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB

Participaient à la séance : Philippe de LADOUCKETTE, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Hélène GASSIN, Jean-Pierre SOTURA et Michel THIOLLIÈRE, commissaires.

Introduction

Les troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dits « TURPE 3 » sont entrés en vigueur le 1^{er} août 2009, en application de la décision du 5 mai 2009 approuvant la proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 26 février 2009.

Par la présente délibération, la CRE définit la méthodologie d'élaboration des tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB et fixe les tarifs dits « TURPE 4 HTB » destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} août 2013.

Les tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT feront l'objet d'une décision distincte pour tenir compte des motifs de la décision du Conseil d'Etat du 28 novembre 2012 annulant le TURPE 3 en tant qu'il fixait les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution. La CRE prendra en compte les effets des présents tarifs sur le niveau des coûts d'accès au réseau public de transport pour les gestionnaires de réseaux de distribution. La CRE prendra en compte, au moment de l'élaboration des tarifs HTA/BT, les interrogations exprimées par certains acteurs sur la synchronisation des évolutions annuelles des tarifs HTB d'une part, et HTA/BT d'autre part.

Cadre juridique

Les articles L. 341-2, L. 341-3, et L. 341-4 du code de l'énergie encadrent les compétences de la CRE en matière de détermination des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE).

L'article L. 341-3 prévoit les dispositions suivantes :

« Les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie. [...] La Commission de régulation de l'énergie se prononce [...] sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité [...]. Elle 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.

La Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative. Elle informe régulièrement l'autorité administrative lors de la phase d'élaboration des tarifs. Elle procède, selon les modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie.

La Commission de régulation de l'énergie transmet à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française, ses décisions motivées relatives aux évolutions, en niveau et en structure, des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, [...] aux dates d'entrée en vigueur de ces tarifs. »

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. 341-4 du code de l'énergie 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 où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée* ».

Pour établir ces nouveaux tarifs, la CRE a tenu compte également du cadre législatif et réglementaire lié au 3^{ème} paquet énergie qui prévoit des obligations d'indépendance qui s'imposent à RTE dans le cadre de la mise en œuvre du modèle de gestionnaire de réseau de transport indépendant (dit modèle « ITO »). L'une des principales finalités du modèle « ITO » est de rendre les décisions d'investissement, prises par RTE, indépendantes des intérêts spécifiques du groupe intégré auquel il appartient. A cette fin, l'article L. 111-19 du code de l'énergie précise que le gestionnaire du réseau public de transport doit disposer de toutes les ressources financières nécessaires à l'exercice de son activité de transport. Ainsi, l'entreprise verticalement intégrée EDF¹ doit, en sa qualité d'actionnaire, mettre à disposition du gestionnaire du réseau public de transport les ressources financières appropriées pour des projets d'investissement futurs et/ou pour le remplacement des actifs existants. Conformément l'article L. 111-13 du code de l'énergie, il incombe au conseil de surveillance du gestionnaire de réseau public de transport de prendre les décisions « *relatives à l'approbation de ses plans financiers annuels et pluriannuels, à son niveau d'endettement et au montant des dividendes distribués aux actionnaires* ».

Travaux tarifaires

RTE a formulé la demande de nouveaux tarifs le 27 juillet 2012. Cette demande conduisait à une hausse tarifaire de +5,2 % au 1^{er} août 2013 puis à des évolutions annuelles de 2014 à 2016 égales à l'inflation majorée de 1 %.

La CRE a mené des analyses des charges prévisionnelles présentées par RTE et s'est appuyée sur différentes études confiées à des cabinets externes :

- une étude comparative internationale des mécanismes de régulation incitative ;
- une étude sur la structure des coûts des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ;
- une étude consacrée aux méthodes de tarification des réseaux publics d'électricité ;
- une étude sur les incitations au développement des interconnexions et sur la trajectoire prévisionnelle de recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions (également appelées recettes d'enchères) ;
- une étude sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures d'électricité et de gaz naturel.

La CRE a conduit quatre consultations publiques sur les sujets suivants :

- la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (15 juillet 2010 puis 6 mars 2012) ;
- le cadre de régulation des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (7 juin 2012) ;
- les charges à couvrir par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, cadre de régulation, structure et règles tarifaires (6 novembre 2012).

Des synthèses de ces consultations ont été publiées² sur le site Internet de la CRE.

¹ Entreprise verticalement intégrée EDF à laquelle appartient RTE, telle que définie par la CRE dans sa délibération du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société RTE.

² Les synthèses des consultations du 6 mars et du 7 juin 2012 ont été publiées respectivement en juin et septembre 2012. La synthèse de la consultation publique de novembre 2012 a été publiée en avril.

La CRE a auditionné à plusieurs reprises RTE, son actionnaire ainsi que l'ensemble des acteurs de marché en juillet 2012 puis en décembre 2012.

Enfin, conformément aux dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la CRE a tenu compte des orientations de politique énergétique transmises par la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie par courrier du 10 octobre 2012. Ces orientations portent sur les outils incitatifs en faveur du développement des interconnexions et de l'amélioration du niveau de sécurité d'alimentation et la structure horo-saisonnière des tarifs et le tarif d'injection. Ces orientations sont consultables sur le site Internet de la CRE.

Principales évolutions

Sur la base de l'ensemble de ces éléments, la CRE reconduit, en le renforçant, le cadre existant de régulation pluriannuelle incitant RTE à améliorer la maîtrise de ses coûts et la qualité du service rendu aux utilisateurs. La CRE introduit une incitation financière au développement des interconnexions, ainsi qu'un suivi des actions entreprises par RTE pour maîtriser le volume des pertes. Elle met également en place un cadre de régulation favorable à la recherche et développement (R&D).

S'agissant de la structure des tarifs, la présente décision tarifaire apporte des changements importants, notamment en introduisant une différenciation des prix de la puissance souscrite et de l'utilisation de cette puissance selon les périodes de l'année et les heures de la journée afin d'inciter les utilisateurs à limiter leurs appels de puissance lors des pointes de demande, conformément aux dispositions de l'article L. 341-4 du code de l'énergie.

En ce qui concerne les évolutions tarifaires, la CRE retient une augmentation de 2,4 % au 1^{er} août 2013 puis une indexation sur l'inflation, hors prise en compte des écarts éventuels entre les trajectoires prévisionnelles et réalisées sur les postes inclus dans le périmètre du compte de régulation des charges et des produits (CRCP).

La hausse tarifaire retenue pour 2013 (+2,4 %)³ est due principalement aux facteurs suivants :

- l'augmentation des charges d'exploitation et de capital (contribuant à la hausse à hauteur de +3,1 %) ;
- l'évolution du niveau et de la structure de la consommation par niveau de tension (pour +2,7 %) ;
- les effets de la prise en compte de la même période de référence pour les charges et les recettes (pour +1,4 %) ;
- la baisse de l'annuité de CRCP venant en déduction des charges à couvrir (pour +3 %) compensée partiellement par les évolutions tarifaires résultant de l'apurement du CRCP au cours de la période du TURPE 3 (pour -2,3 %)⁴ ;
- ces facteurs sont partiellement compensés par les effets à la baisse sur les tarifs de l'augmentation des recettes d'enchères prévisionnelles et de la modification de leur traitement tarifaire⁵ (pour -5,5 %).

Les différences entre les hausses tarifaires retenues par la CRE et celles demandées par RTE sont principalement liées aux paramètres suivants :

- la non prise en compte des demandes de RTE concernant les modalités de détermination et de rémunération des actifs : rémunération d'une base d'actifs à mi-année, des immobilisations en cours au coût moyen pondéré du capital et des actifs subventionnés ;
- les révisions des hypothèses retenues concernant certains postes de charges, notamment les achats liés à la compensation des pertes sur les réseaux, le service d'interruptibilité, les achats externes et les impôts et taxes.

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision tarifaire, a rendu son avis le 21 février 2013.

³ Le tarif HTB représente environ 12 % de la facture d'électricité hors taxes des consommateurs résidentiels.

⁴ Le mouvement tarifaire du 1^{er} août 2012 prévoyait d'apurer un solde du CRCP de 97,1 M€ en faveur de RTE comme précisé dans la délibération du 24 mai 2012.

⁵ Suppression du compte régulé du financement des interconnexions (CRFI) et apurement du solde résultant de TURPE 3 sur la période (cf. sections C.2.3 et C.3.1).

Table des matières

Méthodologie d'établissement des tarifs	6
A. Principes méthodologiques	6
B. Date d'entrée en vigueur des tarifs	7
C. Définition du revenu tarifaire prévisionnel	8
1. Charges de capital.....	8
1.1. <i>Trajectoire d'investissements</i>	8
1.2. <i>Base d'actifs régulés</i>	8
1.3. <i>Taux de rémunération des actifs</i>	9
1.4. <i>Niveau des charges de capital</i>	9
2. Charges nettes d'exploitation	9
2.1. <i>Charges nettes de fonctionnement</i>	10
2.1.1. Autres achats et services	10
2.1.2. Charges liées au programme de sécurisation mécanique du réseau public de transport.....	11
2.1.3. Charges de personnel.....	11
2.1.4. Impôts et taxes	11
2.1.5. Objectifs de productivité	12
2.2. <i>Charges liées à l'exploitation du système électrique</i>	14
2.2.1. Achats liés à la compensation des pertes sur le réseau.....	14
2.2.2. Services système	14
2.2.3. Autres charges liées à l'exploitation du système électrique.....	15
2.3. <i>Produits extratarifaires</i>	15
3. Comptes de régulation.....	15
3.1. <i>Apurement du compte régulé de financement des interconnexions</i>	15
3.2. <i>Apurement du compte de régulation des charges et des produits des périodes tarifaires précédentes</i>	16
4. Revenu tarifaire prévisionnel	17
D. Cadre de régulation	17
1. Evolution annuelle des tarifs.....	17
2. Compte de régulation des charges et des produits.....	17
2.1. <i>Principes</i>	17
2.2. <i>Périmètre</i>	17
2.3. <i>Règles de fonctionnement</i>	18
3. Compte régulé de financement des interconnexions.....	19
4. Régulation incitative	20
4.1. <i>Charges d'exploitation</i>	20
4.2. <i>Investissements d'interconnexion</i>	20
4.2.1. Encadrement des primes et modalités de versement	21
4.2.2. Modalités de calcul des incitations	21
4.3. <i>Recherche et développement</i>	22
4.3.1. Traitement tarifaire des dépenses de R&D	22
4.3.2. Développer la visibilité du programme de R&D de RTE	22
4.4. <i>Continuité d'alimentation</i>	23
4.4.1. Paramètres du schéma incitatif	23
4.4.2. Suivi de la continuité d'alimentation	24
4.4.3. Evénements exceptionnels	24
4.5. <i>Pertes sur les réseaux</i>	25

E. Structure tarifaire et règles applicables aux utilisateurs du domaine de tension HTB	25
1. Principes généraux	26
1.1. Tarifs indépendants de la distance	26
1.2. Tarifs identiques sur tout le territoire	26
1.3. Une répartition des coûts des réseaux HTB entre soutirage et injection fondée sur les textes européens	27
2. Méthodologie de construction des tarifs	27
2.1. Des tarifs fondés sur les coûts unitaires horaires	27
2.2. Répartition des coûts sur les différentes heures de l'année	27
2.3. Allocation des coûts horaires entre les utilisateurs des différents domaines de tension au prorata des flux d'énergie induits sur les réseaux	28
2.4. Des tarifs fondés sur les caractéristiques de consommation des utilisateurs	28
2.5. Forme des grilles	29
3. Règles tarifaires applicables aux utilisateurs du domaine de tension HTB	30
3.1. Définitions	30
3.2. Structure des tarifs	30
3.3. Gestion	30
3.4. Comptage	30
3.5. Injection	31
3.6. Soutirage	31
3.7. Alimentations complémentaires et de secours	31
3.8. Regroupement conventionnel des points de connexion	31
3.9. Dispositifs tarifaires applicables aux gestionnaires des réseaux publics de distribution	31
3.10. Utilisations ponctuelles	32
3.11. Energie réactive	32
3.12. Indexation de la grille tarifaire	32
3.13. Dispositions transitoires	32
F. Annexes	33
1. Programme de R&D de RTE	33
2. Synthèse de la grille tarifaire	34
Tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB	37

Méthodologie d'établissement des tarifs

A. Principes méthodologiques

Pour établir les tarifs de transport la CRE établit dans une première étape un revenu tarifaire prévisionnel.

La CRE fixe également un cadre de régulation qui vise d'une part à limiter pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis le risque financier de l'opérateur et/ou de l'utilisateur, *via* des comptes de régulation et, d'autre part, à encourager l'opérateur à améliorer sa performance et à favoriser l'intégration du marché et la sécurité d'approvisionnement *via* la mise en place de mécanismes incitatifs. L'impact financier de ces dispositifs est comptabilisé, soit dans le calcul du revenu tarifaire prévisionnel, soit *ex post*.

Le revenu tarifaire prévisionnel est ventilé entre les utilisateurs sous forme de tarifs. Il existe plusieurs composantes tarifaires qui répondent à différentes finalités. Néanmoins, celles qui constituent l'essentiel du chiffre d'affaires de l'opérateur sont les tarifs de soutirage. Ces derniers se composent de différents coefficients, l'ensemble de ces coefficients étant désigné par le terme structure tarifaire.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments permet d'établir les tarifs à leur date d'entrée en vigueur ainsi que leurs modalités d'évolution annuelle.

Définition du revenu tarifaire prévisionnel

La CRE définit le revenu tarifaire prévisionnel de l'opérateur sur la période considérée sur la base d'un plan d'affaires⁶ transmis par l'opérateur.

Ce revenu tarifaire prévisionnel se compose des charges de capital et des charges nettes d'exploitation ainsi que de l'impact des comptes de régulation.

$$RT_p = CNE_p + CC_p + A$$

Avec :

- RT_p : Revenu tarifaire prévisionnel sur la période ;
- CNE_p : Charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CC_p : Charges de capital prévisionnelles sur la période ;
- A : Apurement des comptes de régulation sur la période.

Les charges de capital prévisionnelles comprennent la rémunération et l'amortissement de la base d'actifs régulés (BAR). La BAR est déterminée sur la base de la valeur nette comptable des actifs immobilisés, déduction faite des subventions et participations reçues de tiers.

$$\text{Charges de capital prévisionnelles} = \text{Amortissements prévisionnels} + \text{BAR prévisionnelle} \times \text{CMPC}$$

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) à structure financière normative. Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, en effet, 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).

Les charges nettes d'exploitation comprennent les charges nettes de fonctionnement (principalement composées des achats externes, des dépenses de personnel et des impôts et taxes), et les achats liés au système électrique, déduction faite des recettes extratarifaires (principalement composées des recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions).

⁶ Dans le cas présent, le plan d'affaires de RTE était relatif aux années 2013 à 2016.

Le niveau des charges d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité d'un gestionnaire de réseau dans la mesure où, conformément à la loi, ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. L'ensemble des données prévisionnelles communiquées par l'opérateur fait l'objet d'une analyse détaillée et de corrections le cas échéant. En particulier, s'agissant des charges nettes de fonctionnement, la CRE s'attache à retenir une trajectoire de charges d'exploitation intégrant des efforts de productivité.

Cadre de régulation

L'activité de l'opérateur est encadrée par différents dispositifs qui constituent ce que l'on appelle le « cadre de régulation ».

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

En second lieu, les dispositions du cadre de régulation permettent de corriger, *a posteriori*, le revenu tarifaire prévisionnel pour des postes prédéfinis, éligibles au compte dit de régulation de charges et de produits (CRCP), les écarts entre, d'une part, les charges ou recettes prévisionnelles et, d'autre part, celles réalisées.

Enfin, afin d'inciter l'opérateur à une gestion efficace du réseau, la CRE met en place des mécanismes incitatifs. Ces dispositions concernent différents domaines d'activité du gestionnaire de réseau : la maîtrise de ces charges d'exploitation, la qualité d'alimentation offerte aux utilisateurs, la gestion des pertes sur le réseau, le développement des interconnexions et l'activité de recherche et développement. Certains de ces dispositifs s'accompagnent d'incitations financières (sous formes de primes positives ou négatives) qui selon le cas viennent majorer ou minorer en cours de période le revenu tarifaire prévisionnel.

$$RT_N = RT'_p + E_{N-1} + I_{N-1}$$

Avec :

- RT_N : Revenu tarifaire de l'année N ;
- RT'_p : Revenu tarifaire prévisionnel de l'année N corrigé de l'inflation réalisée ;
- E_{N-1} : Ecart de l'année N-1 imputés au solde du CRCP ;
- I_{N-1} : Incitations de l'année N-1.

Structure des tarifs

Les tarifs de soutirage sont construits de façon à inciter chaque utilisateur à adopter un comportement de consommation qui minimise les coûts de réseaux de long terme. La méthodologie de construction des tarifs prend en compte également les dispositions de l'article L. 341-4 du code de l'énergie qui prévoient que les tarifs 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.

Pour ce faire et à partir des données prévisionnelles de répartition des flux et de consommations fournies par l'opérateur, la méthodologie de construction des tarifs de soutirage se fonde sur une analyse de la répartition des coûts de réseaux entre les différentes heures de l'année et alloue aux utilisateurs ces coûts sur la base de leurs caractéristiques de consommation respectives.

B. Date d'entrée en vigueur des tarifs

Les troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3) sont entrés en vigueur au 1^{er} août 2009 et s'appliquent jusqu'au 31 juillet 2013.

Les présents tarifs sont destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} août 2013.

Ces tarifs ont été conçus pour s'appliquer sur une période d'environ quatre ans.

C. Définition du revenu tarifaire prévisionnel

1. Charges de capital

Les charges de capital 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 retient les montants prévisionnels d'investissements présentés par RTE. Le taux de rémunération de la base d'actifs régulés est maintenu à 7,25 %, nominal avant impôt.

1.1. Trajectoire d'investissements

La CRE retient la trajectoire d'investissements proposée par RTE :

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Trajectoire d'investissements	1 500	1 609	1 711	1 769

Cette trajectoire intègre un accroissement significatif des investissements sur le réseau public de transport afin d'accompagner les évolutions du système électrique.

RTE estime que les principaux besoins s'articulent autour de l'arrivée de nouvelles sources de production, de l'intégration des marchés européens et de l'accroissement des capacités d'interconnexion avec les réseaux voisins, de l'amélioration de la qualité d'alimentation, de la sécurité et de la sûreté d'exploitation du réseau.

Cette trajectoire a été analysée dans le cadre de l'approbation du programme annuel d'investissements de RTE (cf. délibération de la CRE du 4 décembre 2012 portant décision d'approbation du programme d'investissements de RTE pour 2013). La progression des investissements présentée par RTE apparaît en ligne avec les perspectives d'évolution de l'offre et de la demande.

1.2. Base d'actifs régulés

Les principes de valorisation de la base d'actifs régulés (BAR) retenus depuis le TURPE 2 sont reconduits. Dans le cadre du TURPE 4, la valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs, diminuée des subventions d'investissement et des produits constatés d'avance de la part de la filiale Arteria de RTE, selon les principes exposés par la délibération 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. Les immobilisations ayant bénéficié de la réévaluation de 1976 sont incluses dans la BAR à leur valeur d'acquisition (hors réévaluation).

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

De plus, le principe de la rémunération des immobilisations en cours au coût de la dette est reconduit. Le taux de rémunération retenu pour les immobilisations en cours de RTE est égal au coût de la dette retenue dans la présente délibération (cf. section 0).

La trajectoire prévisionnelle retenue pour la BAR sur la période 2013-2016 est la suivante :

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Base d'actifs régulés	11 654	12 114	12 688	13 332

La trajectoire prévisionnelle retenue pour les immobilisations en cours découle de la trajectoire d'investissements retenue et d'une hypothèse de délai de 18 mois avant la mise en service.

1.3. Taux de rémunération des actifs

Comme pour chaque nouveau tarif, la CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du CMPC et les fourchettes de valeurs qui en résultent. Elle a également :

- confié une étude à un consultant externe sur le CMPC pour les infrastructures d'électricité et de gaz naturel. Cette étude a été menée durant l'été 2011 ;
- mené régulièrement en interne des travaux d'évaluation des paramètres du CMPC ;
- auditionné l'opérateur qui a commandité auprès d'un consultant externe une étude sur l'analyse de la rentabilité de l'activité de transport d'électricité ;
- auditionné l'actionnaire ;
- pris en compte les évolutions du cadre tarifaire.

Dans le cadre des présents tarifs, la CRE retient la valeur de 7,25 %, nominal avant impôt, sur la base de fourchettes de valeurs pour chacun des paramètres intervenant dans la formule du CMPC.

Les estimations pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous.

Taux sans risque nominal	4,0 %
Spread de la dette	0,6 %
Prime de marché	5,0 %
Béta des actifs	0,33
Béta des fonds propres	0,66
Levier (dette/(dette+fonds propres))	60 %
Taux de l'impôt sur les sociétés	34,43 %
Coût de la dette*	4,6 %
Coût des fonds propres*	11,2 %
Coût moyen pondéré du capital*	7,25 %

*Nominal avant impôts

Par rapport aux valeurs prises en compte dans le cadre du TURPE 3, les principales modifications, en ligne avec l'évolution des données macro-économiques et financières, portent sur :

- la baisse du taux sans risque nominal à 4,0 % ;
- l'accroissement de la prime de risque de marché à 5,0 %.

La CRE maintient une approche normative du taux d'imposition sur les bénéfices des sociétés. Elle a donc maintenu dans le calcul du CMPC un taux de référence de 34,43 %.

1.4. Niveau des charges de capital

La trajectoire de charges de capital retenue est la suivante :

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Rémunération des actifs en service	845	878	920	967
Rémunération des immobilisations en cours	62	72	79	86
Amortissements couverts par le tarif	661	696	728	772
Total des charges de capital	1 568	1 646	1 727	1 824

2. Charges nettes d'exploitation

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 [...] ».

La couverture des coûts effectivement supportés par le gestionnaire de réseau s'accompagne d'incitations à utiliser au mieux les ressources tarifaires qui lui sont attribuées.

Les charges d'exploitation à couvrir par les tarifs ont été déterminées à partir de l'ensemble des coûts opérationnels nécessaires au fonctionnement du réseau public de transport. Pour fixer le niveau de ces charges, la CRE s'est notamment fondée sur :

- la trajectoire proposée par RTE pour 2013-2016 ;
- les données issues des comptes sociaux de RTE pour les années 2009, 2010 et 2011 et les données prévisionnelles pour l'année 2012 ;
- le retour d'expérience du TURPE 3 et les résultats des analyses menées par la CRE sur les charges d'exploitation de RTE pour les années 2009 à 2016.

La moyenne des charges nettes d'exploitation retenue par la CRE pour RTE, pour la prochaine période tarifaire, s'élève à 2 789 M€. Le taux de croissance annuel moyen prévu de ces charges nettes d'exploitation entre 2013 et 2016 est de +1,4 %.

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Charges nettes d'exploitation	2 753	2 756	2 778	2 866
<i>dont charges nettes de fonctionnement</i>	1 995	2 045	2 062	2 116
<i>dont charges liées au système électrique</i>	1 094	1 048	1 052	1 087
<i>dont produits extratarifaires</i>	-351	-351	-349	-350
<i>dont autres</i>	16	15	15	14

Les charges d'exploitation augmentent par rapport aux charges d'exploitation prévisionnelles ayant servi à l'établissement du TURPE 3. Les principaux facteurs explicatifs de cette hausse, outre l'inflation, sont les évolutions réglementaires et fiscales, l'augmentation du poste « charges de personnel », compensées partiellement par une diminution du niveau moyen du coût des pertes et des dépenses de sécurisation.

2.1. Charges nettes de fonctionnement

Les charges de fonctionnement sont constituées par les autres achats et services, les dépenses de sécurisation, les charges de personnel, les impôts et taxes et les autres charges et produits d'exploitation après déduction de la production immobilisée.

2.1.1. Autres achats et services

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Autres achats et services, hors sécurisation	656	683	708	725

Les principaux facteurs de hausse du poste « Autres achats et services » sont liés à des charges nouvelles par rapport à la période tarifaire précédente et à l'augmentation des actifs en exploitation qui induisent des dépenses en hausse.

Le poste « Autres achats et services » intègre les coûts induits par la mise en place au sein de RTE d'une nouvelle politique de gestion des actifs. Cette démarche consiste à passer d'une évaluation par ouvrage de l'état technique et des risques d'obsolescence à une évaluation par élément d'ouvrage. Les opérations de renouvellement, de maintenance ou de réhabilitation de ces éléments d'ouvrage sont comptabilisées en charges d'exploitation. Cette démarche induit par conséquent des surcoûts en termes de charges d'exploitation avec en contrepartie de moindres hausses attendues des investissements de renouvellement. A terme, la somme des investissements de renouvellement et des dépenses d'exploitation associées sur la période 2011-2030 qui résulte de cette nouvelle politique de gestion des actifs devrait être inférieure à celle qui serait obtenue si l'ancienne politique de gestion des actifs était maintenue. Le coût total de cette nouvelle politique de gestion des actifs s'élève à environ 30 M€ en moyenne par an sur la période du TURPE 4.

RTE a également pris en compte de nouvelles dépenses pour faire face principalement aux travaux de réparation consécutifs à l'accroissement des vols de cuivre, à la hausse du volume des dépenses allouées aux avaries ainsi qu'aux dépenses de maintenance consécutives au rachat du réseau HTB de la SNCF effectif depuis le 1^{er} mai 2010. Le coût total de ces dépenses s'élève à environ 24 M€ en moyenne par an sur la période du TURPE 4.

RTE a demandé la prise en compte d'un risque de dépenses non prévues sur la prochaine période tarifaire, sur la base de son expérience sur la période du TURPE 3 (impôts et taxes non prévus et impact d'événements climatiques exceptionnels notamment). Dans la mesure où ce type de risques a vocation à être apprécié par le CMPC dans le cadre tarifaire actuel, la CRE n'a pas retenu la demande de RTE. Elle a révisé en conséquence à la baisse de 12,5 M€ en moyenne par an la trajectoire demandée par l'opérateur sur la période 2013-2016.

Par ailleurs, la CRE a analysé les efforts de productivité proposés par RTE sur le poste « Autres achats et services » retraité des évolutions de périmètre précédemment décrites. Les résultats de cette analyse sont présentés à la section C.2.1.5.

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Ajustements retenus par la CRE	5	10	15	20

2.1.2. Charges liées au programme de sécurisation mécanique du réseau public de transport

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Charges liées au programme de sécurisation	196	173	123	101

A la suite des tempêtes de 1999, RTE a mis en place, sur instruction du gouvernement, un programme de sécurisation mécanique du réseau public de transport d'un montant de 1,7 Md€ et destiné à s'achever en 2017.

L'évolution des normes européennes de dimensionnement des lignes aériennes, le retour d'expérience de la tempête Klaus, les études probabilistes des effets du vent sur les ouvrages ont débouché, en 2010, sur une modification du référentiel technique de la politique de sécurisation mécanique, en accord avec la Direction Générale de l'Énergie et du Climat. Ces nouvelles dispositions techniques permettent à RTE d'optimiser les travaux à réaliser et font baisser le volume des dépenses annuelles.

2.1.3. Charges de personnel

Les hypothèses de RTE en termes d'évolution des effectifs et de rémunération ont été retenues dans la trajectoire des charges nettes de fonctionnement pour la période 2013-2016. Le poste de charges de personnel représente en moyenne 850 M€ par an sur la période du TURPE 4, en augmentation par rapport à la période du TURPE 3 du fait notamment :

- des besoins supplémentaires en termes d'effectifs induits par de nouvelles activités (internalisation et développement de la R&D, évolution de la réglementation, déploiement d'un dispositif de formation promotionnelle) qui se traduisent par une hausse de 12 M€ en moyenne par an sur la période ;
- de la prise en compte des évolutions des charges sociales (hausse du forfait social, augmentation du taux des cotisations sociales et élargissement de leur assiette de calcul) qui se traduisent par des surcoûts pour l'opérateur d'environ 24 M€ en moyenne par an sur la période.

Par ailleurs, la CRE a analysé les efforts de productivité proposés par RTE en termes d'effectifs retraités des évolutions de périmètre précédemment décrites. Les résultats de cette analyse sont présentés à la section C.2.1.5.

2.1.4. Impôts et taxes

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Impôts et taxes	478	502	525	550

Ce poste est constitué principalement de la taxe pylône, de l'IFER (impôt forfaitaire sur les entreprises de réseaux), de la CET (contribution économique territoriale) et de la taxe foncière. Ce poste augmente tendanciellement d'environ +4,5 % par an depuis 2011 (soit +37 M€ entre 2011 et 2013) et d'environ +5 % en moyenne par an sur la période du TURPE 4.

Concernant l'IFER, RTE a demandé la prise en compte d'une évolution normative annuelle de +4 % du barème de cet impôt. En l'absence d'éléments de justification de cette hypothèse normative prise en compte par RTE, la CRE n'a pas retenu cette demande. Elle a revu à la baisse la trajectoire de ce poste pour la période 2013-2016 d'environ 5 M€ en moyenne par an.

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Ajustements retenus par la CRE	2	4	6	8

2.1.5. Objectifs de productivité

L'article L. 341-3 du code de l'énergie fixe les principes d'une régulation incitative pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances, notamment en recherchant des efforts de productivité.

Dans ce cadre, la CRE a analysé en détail la trajectoire des charges nettes de fonctionnement de RTE entre le réalisé 2011, dernière année pour laquelle des résultats définitifs étaient disponibles, et les prévisions pour la période 2012-2016.

Pour l'application de cet objectif de productivité, la CRE a, dans un premier temps, distingué :

- (1) les charges d'une nature « nouvelle » par rapport à celles prises en compte dans le cadre du TURPE 3 (principalement les charges liées aux nouvelles contraintes réglementaires, aux effectifs supplémentaires induits par les nouvelles activités de RTE, et aux évolutions des taux et des règles d'assiette des charges sociales).
- (2) les postes de charges spécifiques pour lesquels l'application d'un objectif de productivité n'est pas pertinente. Ces postes correspondent principalement aux charges d'impôts et taxes, aux dépenses de sécurisation, et aux autres charges et produits divers (tels que notamment les charges d'assurance, les charges du « Tarif agent », et les produits des pénalités facturées par RTE dans le cadre des contrats de service système et du mécanisme d'ajustement).

L'analyse de ces charges est détaillée dans les sections précédentes concernées (sections C.2.1.1 à C.2.1.4). La CRE a procédé à des ajustements le cas échéant sur le niveau des charges à couvrir demandé par l'opérateur au titre de ces charges, mais elle considère qu'il n'est pas pertinent d'appliquer un objectif de productivité sur ces natures de charges.

Par différence, les autres charges de fonctionnement de RTE sont considérées comme relevant d'un périmètre d'activité constant (3) par rapport à la période du TURPE 3. Ce périmètre comprend principalement des dépenses d'« Autres achats et services » et des « Charges de personnel ». La CRE estime que, pour la partie relative à ce périmètre d'activité constant, la trajectoire des charges nettes de fonctionnement retenue doit intégrer des efforts de productivité.

Le détail du calcul du périmètre d'activité constant sur lequel la CRE a effectué son analyse est présenté ci-dessous :

En M€ courants	2011	2013	2014	2015	2016
Total charges nettes de fonctionnement - Demande RTE	1 855	2 006	2 062	2 092	2 152
- Nouvelles charges (1)	-9	-83	-111	-128	-148
<i>dont autres achats - Section C.2.1.1.</i>	-9	-50	-76	-91	-109
<i>dont charges de personnel (nouveaux effectifs et nouvelles charges sociales) - Section C.2.1.3.</i>	0	-33	-35	-37	-39
- Autres postes spécifiques (2)	-778	-813	-816	-801	-813
<i>dont impôts et taxes - Section C.2.1.4.</i>	-441	-480	-505	-532	-558
<i>dont dépenses de sécurisation - Section C.2.1.2.</i>	-196	-196	-173	-123	-101
<i>dont autres produits et charges</i>	-141	-138	-138	-147	-154
Total des charges dites "à périmètre d'activité constant" (3)	1 067	1 111	1 135	1 163	1 190
<i>dont autres achats et services (4)</i>	443	465	468	478	481
<i>dont charges de personnel (5)</i>	624	646	667	685	709

Analyse de la CRE :

Concernant le poste « Autres achats et services » (4), le niveau de la demande de RTE à périmètre d'activité constant évolue de +1,7 %, soit « inflation - 0,3 % », en moyenne par an sur la période 2011-2016. La CRE constate que cette évolution est inférieure à l'inflation. Toutefois, l'objectif de productivité pris en compte par l'opérateur est inférieur à l'évolution observée de ces charges sur les années 2009-2012 (+0,1 %, soit « inflation - 1,5 % », en moyenne par an sur la période). RTE met en avant le fait qu'il ne subsiste que des gisements de productivité résiduels réduits sur ce poste après prise en compte des résultats des actions déjà menées par le passé. Tout en prenant en compte ces justifications, la CRE considère néanmoins qu'un objectif de productivité additionnel doit être inclus dans la trajectoire prévisionnelle de ce poste proposée par RTE. Pour fixer le niveau des charges d'exploitation du poste « Autres achats et services » sur la période 2013-2016, la CRE retient une trajectoire d'évolution du poste correspondant à un pourcentage annuel de variation égal à l'inflation entre 2011 et 2013 puis à « inflation - 1 % » entre 2013 et 2016. Par conséquent, elle révisé à la baisse de 6 M€ en moyenne par an la demande de RTE sur la période 2013-2016.

Concernant le poste « Charges de personnel » (5), la CRE a analysé la trajectoire d'effectifs proposée par RTE, en excluant les augmentations d'effectifs induites par les nouvelles activités depuis 2011. Sur ce périmètre constant, la CRE constate que l'évolution moyenne de ce poste est de -0,3 % par an pour la période 2013-2016. Cette tendance fait suite à une trajectoire continue à la baisse de -0,3 % en moyenne par an depuis 2005 à périmètre d'activité constant. La CRE a retenu la trajectoire proposée par RTE.

Il en résulte que :

- le niveau des charges nettes de fonctionnement, après prise en compte d'un effort de productivité additionnel retenu par la CRE est en hausse de 140 M€ entre 2011 et 2013 puis augmente de 40 M€ par an en moyenne sur la période 2013-2016 :

En M€ courants	2011	2013	2014	2015	2016
Total charges nettes de fonctionnement - Demande RTE	1 855	2 006	2 062	2 092	2 152
Ajustements opérés par la CRE détaillés dans les sections C.2.1.1 à C.2.1.4		-7	-14	-21	-28
Efforts additionnels de productivité sur le périmètre d'activité constant retenus par la CRE		-5	-4	-9	-7
Total charges nettes de fonctionnement retenues par la CRE	1 855	1 995	2 045	2 062	2 116

- le niveau prévisionnel des charges nettes de fonctionnement à périmètre d'activité constant retenu par la CRE s'établit à 1 106 M€ en 2013, en hausse de 39 M€ par rapport au réalisé 2011. Le niveau de ce périmètre augmente par la suite de 26 M€ par an en moyenne sur la période 2013-2016 ;

- le niveau prévisionnel des charges nettes de fonctionnement hors périmètre d'activité constant s'établit à 889 M€ en 2013, en hausse de 101 M€ par rapport au réalisé 2011. Cette augmentation s'explique principalement par les nouvelles charges sur le poste « autres achats et services » pour 37 M€ (décrites à la section C.2.1.1), l'évolution des impôts et taxes pour 37 M€ (décrite à la section C.2.1.4), et les nouvelles charges sur le poste « charges de personnel » pour 32 M€ (décrites à la section C.2.1.3).

2.2. Charges liées à l'exploitation du système électrique

2.2.1. Achats liés à la compensation des pertes sur le réseau

Conformément aux 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.

La mise en œuvre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) pour la compensation des pertes, introduite par l'article L. 336-1 du code de l'énergie et précisée par les dispositions du décret n° 2011-466 du 28 avril 2011, offre à RTE une nouvelle possibilité pour acheter l'énergie nécessaire à la compensation des pertes. Ce nouveau dispositif permet de réduire d'environ 18 % le coût unitaire moyen de compensation des pertes sur la période 2013-2016.

La CRE a analysé la trajectoire de coût des pertes proposée par RTE et a effectué sur cette base des ajustements par rapport à la demande de l'opérateur :

- révision à la baisse de la trajectoire d'évolution du prix de l'ARENH ;
- prise en compte de l'arrêté du 19 novembre 2012 modifiant l'arrêté du 25 novembre 2011 fixant l'échéancier d'ouverture des droits ARENH pour les pertes ;
- prise en compte d'une prévision de coût pour la garantie de capacité qui sera supporté par les fournisseurs de pertes pour l'hiver 2015-2016 en application du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012.

L'ensemble de ces ajustements représente une diminution moyenne du poste « Achats des pertes » de 23 M€ par an sur la période du TURPE 4 par rapport à la demande de RTE.

Les niveaux prévisionnels de volume de pertes d'énergie et de charges liées à la compensation de ces pertes retenus par la CRE pour la période 2013-2016 sont les suivants :

	2013	2014	2015	2016
Volume (TWh)	11,5	11,8	11,8	11,9
Coût (M€ courants)	677	607	607	632

2.2.2. Services système

Les présents tarifs couvrent les coûts liés :

- à la constitution des réserves primaires et secondaires de réglage de la fréquence-puissance active ;
- à la constitution des réserves primaires et secondaires de réglage de la tension-puissance réactive ;
- aux ajustements pour la reconstitution des services système ;
- à la compensation synchrone.

La CRE a analysé les charges de services système proposées par RTE. L'évolution des prix est cohérente avec l'indexation des prix du modèle de contrat de participation aux services système. La CRE retient la trajectoire proposée par RTE :

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Réglage de fréquence	206	211	217	224
Réglage de tension	125	127	129	132

Coût total	331	338	346	356
-------------------	------------	------------	------------	------------

2.2.3. Autres charges liées à l'exploitation du système électrique

Les présents tarifs couvrent les coûts liés aux congestions, aux contrats d'échange entre gestionnaires de réseau de transport, au mécanisme de compensation inter-gestionnaires de réseau de transport (ITC) et au service d'interruptibilité.

La CRE a analysé les charges prévisionnelles proposées par RTE et effectué sur cette base un ajustement de la trajectoire des charges liées au service d'interruptibilité :

- prise en compte de l'arrêté du 10 décembre 2012 pris en application de l'article L. 321-19 du code de l'énergie fixant notamment les modalités de rémunération du mécanisme d'interruptibilité ;
- prise en compte du délai de mise en service du service d'interruptibilité qui génère des charges à partir de 2014.

Ces ajustements se traduisent par une diminution moyenne du postes « Autres charges liées à l'exploitation du système électrique » de 11 M€ par an sur la période du TURPE 4 par rapport à la demande de RTE.

Pour la période 2013-2016, la trajectoire prévisionnelle des charges relatives aux achats système hors pertes et services système retenue pour la définition du niveau tarifaire est la suivante :

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Autres charges liées à l'exploitation du système électrique	86	102	99	100

2.3. Produits extratarifaires

Les prévisions de recettes perçues indépendamment des tarifs d'utilisation des réseaux sont déduites des prévisions de charges d'exploitation à couvrir par les tarifs. Il s'agit principalement pour RTE des recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions. La CRE a confié une étude à un consultant externe, destinée à évaluer la trajectoire des recettes liées au mécanisme de gestion des congestions aux interconnexions. La trajectoire proposée par RTE est en ligne avec les résultats de cette étude.

En conséquence, la CRE retient la trajectoire prévisionnelle de recettes extratarifaires proposée par RTE :

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Produits extratarifaires	351	351	349	350
<i>dont recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions</i>	280	280	280	281

3. Comptes de régulation

3.1. Apurement du compte régulé de financement des interconnexions

Le compte régulé de financement des interconnexions (CRFI) est un compte spécifique mis en place dans le cadre du TURPE 3. Ce mécanisme avait pour objectif d'affecter une partie des recettes liées à l'allocation des capacités d'interconnexion au financement des investissements visant à maintenir ou augmenter les capacités d'interconnexion comme proposé par l'article 16 du règlement européen (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009. Le montant total des recettes d'enchères affecté dans le cadre du TURPE 3 au financement des interconnexions était de 202,9 millions d'euros.

Afin d'éviter une double rémunération des actifs réputés financés par les recettes d'enchère et inclus dans la BAR, le TURPE 3 prévoyait de minorer les charges à couvrir par les tarifs d'une annuité égale aux charges de capital correspondant à ces actifs. Cette annuité était égale à la rémunération du stock de début d'année et de l'amortissement sur la base d'une durée normative de 40 ans.

Dans le cadre du TURPE 4, l'intégralité des recettes d'enchères seront passées en déduction des tarifs (cf. section D.3). Un mécanisme de suivi annuel des investissements visant à maintenir ou augmenter les capacités d'interconnexion, décrit à la section D.3, est mis en place.

A la fin de l'année 2012, à la suite des affectations et amortissements effectués dans le cadre du TURPE 3, le crédit du CRFI est de 194 M€ en faveur des utilisateurs. Compte tenu de l'arrêt du mécanisme, ce solde, initialement prévu pour être apuré sur 40 ans, sera totalement apuré sur la période du TURPE 4.

Le taux d'actualisation retenu pour l'apurement est le taux sans risque fixé pour la période du TURPE 4 (cf. section 0). L'annuité sur 4 ans résultant de ce solde est de 54 M€ en faveur des utilisateurs. Elle sera déduite des charges à couvrir.

3.2. Apurement du compte de régulation des charges et des produits des périodes tarifaires précédentes

Le TURPE 3 prévoyait un apurement du solde du CRCP du TURPE 2 sur 5 ans. A fin 2012, le reliquat non apuré du CRCP du TURPE 2 s'élève à 306 M€ en faveur des utilisateurs. Le solde du CRCP du TURPE 2 s'expliquait notamment par des recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions nettement supérieures aux prévisions et par l'absence d'apurement sur la période du TURPE 2.

A compter du TURPE 3, un mécanisme d'apurement annuel du CRCP a été mis en place. Cette méthode a permis d'apurer les écarts entre les données prévisionnelles et les données réelles de manière plus régulière. Compte tenu des soldes des années 2009, 2010, 2011 et des prévisions établies mi-2012 pour l'année 2012, le solde du CRCP du TURPE 3 s'établit à -0,6 M€ à fin 2012 en faveur de RTE.

Comme prévu dans le cadre du TURPE 3, les montants résultant de l'application des mécanismes incitatifs sur les charges d'exploitation maîtrisables, le coût d'achat des pertes et la continuité d'alimentation sont imputés au solde du CRCP en fin de période tarifaire. A fin 2012, le solde du CRCP Incitations s'élève à 5 M€ en faveur des utilisateurs.

En M€ courants	2009	2010	2011
Charges d'exploitation maîtrisables	0,0	0,0	3,0
Coût d'achat des pertes	-0,5	-1,0	-2,4
Continuité d'alimentation	8,3	4,2	-7,5
Total (hors rémunération)	7,8	3,2	-6,9
Rémunération	1,0	0,3	-0,3
Total	8,8	3,5	-7,2

Au 31 décembre 2012 et selon les prévisions établies mi-2012, le solde du CRCP de RTE se décompose ainsi (en M€) :

CRCP TURPE 2	306
CRCP TURPE 3	-1
CRCP Incitations	5
Engagements à fin 2012	311

Le solde du CRCP du TURPE 3 est basé sur des estimations des données 2012. Un calcul définitif du solde du CRCP du TURPE 3 sera effectué dès que les données définitives seront connues et sera pris en compte dans l'ajustement annuel de 2014.

Le solde du CRCP sera entièrement apuré sur la période du TURPE 4. Le taux d'actualisation retenu pour l'apurement est le taux sans risque fixé pour la période du TURPE 4 (cf. section 0).

L'annuité sur 4 ans résultant de ce solde est de 82 M€ en faveur des utilisateurs. Elle sera déduite des charges à couvrir.

4. Revenu tarifaire prévisionnel

Le niveau des charges à recouvrer par les tarifs est le suivant :

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Charges nettes d'exploitation	2 753	2 756	2 778	2 866
Charges de capital	1 568	1 646	1 727	1 824
Annuité du CRCP	-82	-82	-82	-82
Apurement du CRFI	-54	-54	-54	-54
Charges à recouvrer	4 185	4 266	4 369	4 555

D. Cadre de régulation

1. Evolution annuelle des tarifs

A partir de 2014, les tarifs sont ajustés mécaniquement chaque 1^{er} août du pourcentage suivant :

$$Z_N = IPC_N + K_N$$

Z_N : pourcentage d'évolution, arrondi au dixième de pourcent le plus proche, de la grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} août de l'année N par rapport à celle en vigueur le mois précédent.

IPC_N : pourcentage d'évolution, entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année calendaire $N-1$ et la valeur moyenne du même indice sur l'année calendaire $N-2$, tel que publié par l'INSEE (identifiant : 000641194).

K_N : facteur d'apurement du CRCP pour l'année N , calculé sur la base du solde du CRCP au 31 décembre de l'année $N-1$ et des apurements déjà réalisés. La valeur absolue du coefficient K_N est plafonnée à 2 %.

2. Compte de régulation des charges et des produits

2.1. Principes

Compte tenu de la durée d'application des tarifs, fixée à environ quatre ans, la CRE fonde sa présente délibération tarifaire sur des hypothèses d'évolution à court et moyen termes des charges et des produits.

Pour certaines catégories de charges et de produits difficilement prévisibles ou difficilement maîtrisables, la CRE reconduit le mécanisme du compte de régulation des charges et des produits (CRCP), mis en place dans le cadre du TURPE 2, permettant de mesurer et de compenser, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les présents tarifs.

Le CRCP est également le véhicule utilisé pour les incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le CRCP est un compte où sont imputés, le cas échéant, les trop-perçus et les manques à gagner de RTE. Son apurement s'opère par un ajustement de la grille tarifaire lors de l'évolution annuelle. La contribution de l'apurement du CRCP à la variation annuelle de la grille tarifaire est limitée à plus ou moins 2 %.

2.2. Périmètre

Les postes de charges et de recettes qui sont soumis à ce mécanisme sont :

- les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux ;
- certaines charges liées à la gestion des interconnexions, à savoir les coûts de congestions internationales et les charges externalisées nettes relatives aux frais de gestion des mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexions, sous réserve qu'elles puissent être auditées ;
- les charges liées à la valeur nette comptable des immobilisations démolies ;

- les recettes perçues au titre de l'ensemble des composants tarifaires selon les modalités ci-après ;
- les recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins. Ces recettes sont nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions ;
- les recettes liées aux contrats entre gestionnaires de réseau de transport ;
- les incitations financières relatives aux divers mécanismes de régulation incitative ;
- les charges d'exploitation de R&D (selon les modalités prévues à la section D.4.3.1) ;
- les charges de capital.

En complément, les résultats des audits conduits par la CRE seront pris en compte dans le périmètre du CRCP.

2.3. Règles de fonctionnement

Pour chacun des postes identifiés comme éligibles au CRCP, le calcul des écarts est effectué selon les règles décrites ci-dessous.

1. Pour chacun des postes de charges ou de produits éligibles, à l'exclusion des produits perçus sur l'ensemble des composants tarifaires, le calcul des écarts reportés au CRCP est effectué sur la base de la comparaison entre la valeur de référence des prévisions de charges ou produits annuels et les montants réalisés de ces charges ou produits pour chacune des années de la période tarifaire.

La grille tarifaire étant indexée sur l'indice des prix à la consommation (IPC) hors tabac, RTE est couvert contre le risque lié à l'inflation sur l'ensemble de ses charges. Or l'évolution des postes de charges couverts par le mécanisme du CRCP, tels que la compensation des pertes d'énergie sur les réseaux ou les charges de capital, n'est pas nécessairement liée à l'évolution de l'IPC. Pour corriger ce biais, la CRE adapte les valeurs de référence utilisées pour le calcul du solde du CRCP.

Ces valeurs de référence, nécessaires au calcul du CRCP de l'année *N*, sont donc calculées sur la base de valeurs prévisionnelles exprimées en euros constants 2013, et annuellement réévaluées en fonction de l'évolution de l'IPC retenu pour le calcul de la grille tarifaire de l'année *N* et des années antérieures.

Les valeurs prévisionnelles, exprimées en euros constants 2013, pour les différents postes de charges d'exploitation et de charges de capital, sont fixées ci-dessous :

En M€ ₂₀₁₃	2013	2014	2015	2016
Charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux	677	597	584	596
Coûts de congestions internationales	3	3	3	3
Charges externalisées nettes relatives aux frais de gestion des mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexions	3	3	3	3
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	24	23	23	22
Charges d'exploitation	706	626	613	624
Recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions	280	275	270	265
Recettes liées aux contrats entre gestionnaires de réseau de transport	0	0	0	0
Produits d'exploitation	280	275	270	265
Charges de capital	1 568	1 617	1 663	1 722

2. Concernant les recettes perçues au titre de l'ensemble des composants tarifaires, le chiffre d'affaires tarifaire réalisé l'année *N* est comparé au revenu tarifaire prévu corrigé de l'inflation réalisée et des montants de CRCP apurés l'année *N*. Ainsi, RTE est couvert contre le risque lié aux incertitudes des prévisions de quantités acheminées.

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Revenu tarifaire prévu	4 182	4 297	4 397	4 495

3. En ce qui concerne les charges liées à la compensation des pertes, l'écart de charges d'une année *N* entre, d'une part, la valeur prévisionnelle du coût d'achat des pertes et, d'autre part, les charges effectivement supportées par RTE sera intégralement reporté au CRCP aux exceptions suivantes près :
 - ces charges ne prennent pas en compte l'éventuelle prime payée par RTE pour bénéficier d'un plafonnement du prix de l'exercice des produits optionnels ;
 - les surcoûts éventuels liés à la reconstitution du portefeuille de RTE seront compensés *via* le CRCP : intégralement en cas de force majeure ou en cas d'insolvabilité d'un fournisseur et à hauteur de 50 % en cas de survenance d'un événement contractuellement qualifié de circonstance assimilée à la force majeure ;
 - si le volume annuel des écarts imputables au périmètre d'équilibre de RTE (écarts entre le volume de pertes effectivement constaté à la suite du processus de calcul des écarts et l'estimation horaire) est supérieur à 8 % du volume des pertes constatées, un audit sera mené par la CRE pour s'assurer de la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts. Si, à la suite de cet audit, la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts n'est pas avérée, l'écart de charges liées à la compensation des pertes ne tiendra compte des charges de règlement des écarts que dans la limite de 8 % du volume des pertes constatées.
4. Les incitations financières propres à chacun des mécanismes incitatifs seront calculées comme indiqué dans les sections correspondantes et seront imputées chaque année au solde du CRCP.
5. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, le solde actualisé du CRCP, pour les écarts observés sur la période d'application des présents tarifs, est calculé annuellement en utilisant un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque retenu dans le cadre de la présente délibération.
6. Le solde du CRCP calculé pour une année calendaire *N* est apuré en partie ou en totalité dès l'année suivante. L'impact de l'apurement annuel du CRCP sur l'évolution de la grille tarifaire ne peut être supérieur, en valeur absolue, à 2%. Le cas échéant, les montants non apurés du fait de cette limitation sont reportés au solde du CRCP pour être apurés l'année suivante.
7. Les éléments nécessaires au calcul du CRCP de l'année *N* seront communiqués par RTE à la CRE au plus tard trois mois avant le mouvement tarifaire.

3. Compte régulé de financement des interconnexions

Comme indiqué à la section C.3.1, le compte régulé de financement des interconnexions (CRFI) est un compte spécifique mis en place dans le cadre du TURPE 3. Ce mécanisme avait pour objectif d'affecter une partie des recettes liées à l'allocation des capacités d'interconnexion au financement des investissements visant à maintenir ou augmenter les capacités d'interconnexion en application de l'article 16 du règlement européen (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009.

Le CRFI étant un compte extracomptable, les montants qui y étaient affectés n'étaient pas déduits du résultat de l'opérateur et étaient donc soumis à l'impôt sur les sociétés et au prélèvement de dividendes. La somme effectivement disponible pour financer les investissements d'interconnexion en était réduite d'autant.

Ce dispositif n'a pas permis d'allouer de manière efficace les ressources financières pour la réalisation des interconnexions. Il est donc fait le choix, sur la période du TURPE 4, de déduire l'intégralité des recettes d'enchères des charges à couvrir.

Afin de veiller au respect de l'article 16 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009, un suivi annuel des investissements contribuant à maintenir ou à accroître les capacités d'échange sera réalisé. Il permettra de s'assurer que, sur la période tarifaire, le montant des investissements contribuant à maintenir ou à accroître les capacités d'échange est en ligne avec les recettes d'enchères perçues. RTE devra fournir, dans le cadre du bilan d'exécution du programme annuel d'investissements de RTE, les éléments quantitatifs et qualitatifs permettant de justifier la contribution des projets aux échanges transfrontaliers.

4. Régulation incitative

4.1. Charges d'exploitation

La trajectoire des charges nettes d'exploitation de RTE est définie sur la période 2013-2016 (cf. section C.2). Elle intègre un objectif de productivité sur les charges nettes de fonctionnement à périmètre d'activité constant par rapport à la période tarifaire précédente.

Le cadre de régulation du TURPE 3 prévoyait un système asymétrique où RTE conservait 50% des gains de productivité réalisés par rapport la trajectoire fixée et assumait 100 % des pertes de productivité. Pour la période du TURPE 4, la CRE retient un système symétrique dans le cadre duquel RTE conserve 100 % des gains et des pertes de productivité additionnels. La CRE souhaite ainsi renforcer l'incitation de RTE à maîtriser ses coûts.

4.2. Investissements d'interconnexion

L'article 37 de la directive européenne 2009/72/CE du 13 juillet 2009 ainsi que l'article L. 341-3 du code de l'énergie disposent 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 favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité.

Le développement de nouvelles infrastructures améliorant les capacités d'échange transfrontalier est une des conditions d'émergence d'un marché européen intégré de l'énergie. Les interconnexions permettent également l'optimisation des ressources du système électrique dans un contexte de fort développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie intermittentes. Les interconnexions participent enfin à la consolidation de la sécurité d'approvisionnement.

La réalisation des projets d'interconnexion requiert, en outre, des efforts spécifiques de la part de RTE, notamment pour surmonter les difficultés liées à la coordination avec ses homologues des pays voisins, à l'obtention des autorisations administratives, à l'acceptabilité locale des ouvrages et aux défis techniques à relever pour franchir les obstacles naturels.

La CRE a mené plusieurs études pour étudier la pertinence et la faisabilité d'un mécanisme incitatif au développement des interconnexions fondé sur l'évaluation de l'utilité des ouvrages. La CRE a par ailleurs consulté les acteurs sur l'intérêt d'une telle incitation et sur le dispositif envisagé.

La présente délibération introduit un cadre de régulation visant à inciter RTE à développer les interconnexions. Le mécanisme incitatif ainsi créé est cohérent avec les orientations transmises par la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie, en contribuant à un développement des capacités d'échanges aux frontières, en accord avec les perspectives nationales et européennes de développement du réseau.

Le mécanisme incitatif est fondé sur l'évaluation de l'intérêt des nouvelles infrastructures d'interconnexions pour le système électrique européen et vise à :

- stimuler la réalisation des projets d'interconnexion utiles pour la collectivité ;
- encourager RTE à mener à bien les investissements dans les meilleures conditions de coûts et de délais ;
- inciter RTE à la bonne exploitation de l'ouvrage d'interconnexion nouvellement créé, en particulier en matière de flux commerciaux supplémentaires apportés par l'ouvrage.

RTE fournira à la CRE, au moins sept mois avant la décision d'engagement, les éléments permettant d'évaluer l'intérêt de l'interconnexion qu'il souhaite réaliser. La CRE procédera à leur examen, décidera, le cas échéant, d'octroyer des incitations et en fixera les modalités de calcul détaillées dans une décision tarifaire *ad hoc*.

L'incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion se matérialisera par l'attribution d'une prime fixe annuelle exprimée en euros dont le montant sera défini en amont de la décision d'investissement en fonction de l'intérêt de l'interconnexion pour la collectivité.

Les incitations à la minimisation des coûts et des délais de réalisation de l'interconnexion, ainsi que l'incitation à la bonne exploitation de celle-ci, prendront la forme de primes variables qui s'ajouteront tous les ans à la prime fixe annuelle. Les paramètres utilisés pour le calcul de ces primes seront fixés dans la décision tarifaire *ad hoc* de la CRE relative à chaque projet.

4.2.1. Encadrement des primes et modalités de versement

Les montants des primes seront fixés dans le respect des principes suivants :

- la somme des primes annuelles sera positive ou nulle ;
- la prime portant sur les coûts pourra, si elle est positive, être intégralement conservée par RTE indépendamment des niveaux des autres primes, ce qui renforce l'incitation de RTE à maîtriser ses coûts ;
- la somme des primes annuelles (fixe et variables) sera plafonnée en fonction de l'intérêt de l'interconnexion pour la collectivité et du montant de l'investissement.

Du fait du caractère positif de la prime, RTE est assuré de recevoir au minimum une rémunération égale au CMPC en vigueur. Le mécanisme incitatif n'introduit donc pas de risque supplémentaire pour RTE.

L'intégralité des primes sera versée à RTE après la mise en service de l'interconnexion, pendant une durée maximale de dix ans, par un crédit porté au solde du CRCP de RTE.

Les modalités de calcul des différentes primes sont décrites dans les sections suivantes.

4.2.2. Modalités de calcul des incitations

a) Incitation à la réalisation des investissements utiles pour la collectivité

Le niveau de la prime fixe attribuée à RTE sera déterminé en tenant compte de l'intérêt de l'interconnexion pour le système électrique européen, qui inclura des éléments quantifiables mais qui pourra également tenir compte d'éléments qualitatifs tels que la sécurité d'approvisionnement.

La composante quantifiable de l'utilité de l'interconnexion pour le système électrique sera estimée en prenant en considération notamment :

- une estimation par année des flux commerciaux supplémentaires générés par l'ouvrage ;
- une prévision des prix de marché dans chacun des deux pays interconnectés après la mise en service de l'ouvrage ;
- une estimation des coûts d'investissement.

Cette évaluation sera prise en compte comme une indication de la valeur créée par le projet pour la collectivité, dont une fraction constituera l'incitation accordée à RTE.

Lorsque cela sera jugé pertinent, l'utilité de l'ouvrage d'interconnexion pourra être évaluée en prenant en compte les frontières entre la France et plusieurs pays. Ces mêmes frontières seront utilisées pour le calcul de la prime variable portant sur les flux.

b) Incitation à la réalisation des investissements dans les meilleures conditions de coûts

RTE fournira à la CRE sa meilleure estimation des coûts d'investissement du projet d'interconnexion considéré. Après la mise en service de l'ouvrage, RTE recevra une prime d'autant plus importante que les coûts réalisés seront bas, et d'autant plus faible qu'ils seront élevés. La prime portant sur les coûts s'exprimera en fonction de l'écart entre le budget prévisionnel et le budget réalisé, et traduira la variation du gain pour la collectivité engendrée par une variation des coûts d'investissement.

Dans le cas où RTE obtiendrait une subvention de la part de la Commission européenne pour la réalisation d'un investissement d'interconnexion, celle-ci serait prise en compte dans le calcul de la performance de RTE en venant en déduction du budget réalisé.

c) *Incitation à la bonne exploitation de l'interconnexion*

Une fois l'interconnexion mise en service, les flux commerciaux apportés par l'interconnexion seront comparés aux flux annoncés par RTE avant la décision d'investissement pour l'année concernée. La prime attribuée sera, de la même manière que celle portant sur les coûts, fonction de la variation d'utilité pour la collectivité engendrée par une variation des flux transfrontaliers. Le bonus octroyé à RTE sera d'autant plus élevé que les flux constatés seront supérieurs à ceux prévus par RTE.

d) *Incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais*

Le coût du capital de RTE étant déjà couvert par la rémunération de la BAR au CMPC, les incitations financières constitueront bien un bénéfice économique pour RTE. Les incitations financières auront plus de valeur pour RTE s'il parvient à les obtenir tôt. L'incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais est donc implicitement contenue dans le fait de conditionner le versement de la prime fixe et des primes portant sur les coûts et les flux à la date de mise en service de l'interconnexion.

4.3. Recherche et développement

La présente décision introduit un dispositif 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 l'absence de frein tarifaire pour engager des projets de R&D ou réaliser des investissements innovants. Elle met également en place un dispositif de suivi destiné à donner aux acteurs du secteur électrique une plus grande visibilité sur les projets de R&D menés par RTE.

4.3.1. *Traitement tarifaire des dépenses de R&D*

RTE a présenté, pour la période allant de 2013 à 2016, la trajectoire de dépenses de R&D suivante :

En M€ courants	2013	2014	2015	2016	Total
Dépenses de R&D	23,7	25,6	28,6	30,7	108,6

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.

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.

4.3.2. *Développer la visibilité du programme de R&D de RTE*

La CRE introduit dans le cadre du TURPE 4 un suivi des projets de R&D. Ce suivi se matérialisera par la transmission par RTE à la CRE, avant la fin du premier trimestre de chaque année calendaire, d'un bilan au titre de l'année précédente incluant notamment les éléments suivants :

- une description des projets menés avec les dépenses associées et les résultats obtenus ;
- 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.

Par ailleurs, la CRE publiera tous les deux ans un rapport sur la politique d'innovation et de R&D menée par RTE. Ce rapport complétera 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 acteurs du secteur de l'électricité de la visibilité sur la politique de recherche et d'innovation menée par RTE et financée par le TURPE. Le premier rapport portera sur les années 2013 et 2014.

Une description des programmes de R&D de RTE est fournie en annexe.

4.4. 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 [...] ».

Pour ce faire, La CRE reconduit en le renforçant le mécanisme d'incitations portant sur la continuité d'alimentation mis en place dans le cadre du TURPE 3.

Le renforcement des mesures incitatives repose sur :

- une extension du périmètre des incitations à la fréquence moyenne de coupure ;
- une augmentation du plafond des incitations.

La CRE décide de maintenir un niveau d'exigence élevé en termes de durée moyenne de coupure de référence en reconduisant la valeur de 2,4 minutes adoptée dans le cadre du TURPE 3.

Les paramètres des incitations sur la durée moyenne de coupure et sur la fréquence moyenne de coupure correspondent à 50% des valeurs utilisées en planification de réseau (ces dernières étant respectivement de 26 €/kWh et de 3 €/kW). Ces éléments conduisent à une incitation sur la durée moyenne de coupure de 10,4 M€/minute (à comparer à 9,6 M€/minute dans le cadre des précédents tarifs) et une incitation sur la fréquence moyenne de coupure de 72,0 M€/coupure.

Le montant du plafond des incitations est fixé à 30 M€ en cohérence avec les paramètres des incitations.

Nonobstant, les dispositions de la présente section, RTE peut être amené à adresser à la CRE d'autres indicateurs de qualité du réseau public de transport notamment dans le cadre du compte rendu d'activité de RTE. En outre, RTE peut également transmettre aux acteurs concernés et en particulier aux utilisateurs, des indicateurs de qualité du réseau public de transport.

4.4.1. Paramètres du schéma incitatif

La durée moyenne de coupure et la fréquence moyenne de coupure sont calculées sur le périmètre des installations de consommation et des réseaux publics de distribution directement raccordés au réseau public de transport.

La durée moyenne de coupure de l'année N (DMC_N), exprimée en minutes, est donnée par la formule suivante :

$$DMC_N = \frac{\text{Total de l'END de l'année } N \times 60}{\text{PMDA (hors pertes) de l'année } N}$$

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.

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).

La fréquence moyenne de coupure de l'année N (FMC_N), exprimée en nombre de coupures, est donnée par la formule suivante :

$$FMC_N = \frac{\text{Nombre de coupures longues et brèves sur l'année } N}{\text{Nombre d'installations au 31 décembre de l'année } N}$$

Coupure longue : coupure de l'alimentation d'une installation pendant une durée supérieure à 3 minutes.

Coupure brève : coupure de l'alimentation d'une installation pendant une durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes.

Le nombre de coupures longues et brèves est déterminé hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (cf. définition ci-après).

Le niveau de l'incitation financière de l'année N est donné par la formule suivante :

$$I_N = 10,4 \times DMC_{\text{réf}} \times \ln\left(\frac{DMC_N}{DMC_{\text{réf}}}\right) + 72,0 \times FMC_{\text{réf}} \times \ln\left(\frac{FMC_N}{FMC_{\text{réf}}}\right)$$

I_N : incitation financière de l'année N , exprimée en M€, qui peut prendre des valeurs négatives. La valeur absolue de l'incitation annuelle I_N est plafonnée à 30 M€.

$DMC_{\text{réf}}$: durée moyenne annuelle de coupure de référence, exprimée en minutes. Sa valeur est fixée à 2,4 minutes pour toute la durée de la période tarifaire.

$FMC_{\text{réf}}$: fréquence moyenne annuelle de coupure de référence, exprimée en nombre de coupures. Sa valeur est fixée à 0,6 coupure pour toute la durée de la période tarifaire.

4.4.2. Suivi de la continuité d'alimentation

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 : 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.

4.4.3. 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'avions ;
- 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.

4.5. Pertes sur les réseaux

Afin de contenir les charges imputables à la couverture des pertes sur le réseau public de transport, un mécanisme de régulation incitative portant sur le coût d'achat des pertes avait été introduit dans le cadre du TURPE 3. Le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) remet en cause la pertinence de ce mécanisme incitatif dans la mesure où, dès 2014, les achats d'énergie effectués par RTE en dehors de ce dispositif régulé seront fortement limités. De ce fait, la CRE ne reconduit pas ce dispositif pour la période d'application du TURPE 4.

Sur la période 2013-2016, l'achat de l'énergie nécessaire à la compensation des pertes représentera près de 15 % des charges à couvrir par les présents tarifs. Dans un souci de minimisation des coûts d'exploitation du réseau public de transport. La CRE a consulté les acteurs sur la pertinence de mettre en place une incitation à la maîtrise des volumes de pertes sur le réseau public de transport. Le mécanisme retenu dans le cadre des présents tarifs prévoit un suivi des actions entreprises par RTE pour contenir le taux de pertes sur le réseau qu'il exploite, sans toutefois soumettre ces actions à une incitation financière. En effet, les échanges avec RTE font apparaître que les marges de manœuvre du gestionnaire de réseau pour maîtriser le taux de pertes sur le réseau public transport sont relativement faibles. Ce constat est partagé par les acteurs qui se sont prononcés sur ce sujet dans le cadre des consultations publiques de la CRE.

Le mécanisme retenu repose sur la transmission annuelle par RTE à la CRE des indicateurs suivants :

- volume mensuel des économies de pertes réalisées en exploitation en MWh ;
- éléments qualitatifs sur la nature des actions entreprises au cours de l'année pour limiter les volumes de pertes en exploitation ;
- volumes de pertes associées aux principaux projets d'investissement en MWh ;
- taux de pertes sur le réseau public de transport.

E. Structure tarifaire et règles applicables aux utilisateurs du domaine de tension HTB

L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « *les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie* ». Il est complété par l'article L. 341-2 du même code qui 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* ». Enfin l'article L. 341-4 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* ».

Dans le cadre des dispositions législatives citées ci-avant, la CRE a mené des travaux approfondis sur la structure des coûts des infrastructures de réseaux et du coût des pertes, qui représentent la majeure partie des charges totales à couvrir par les tarifs. La méthodologie employée ainsi que les résultats de ces travaux ont été présentés aux acteurs dans le cadre des consultations publiques de la CRE du 6 mars 2012 et du 6 novembre 2012, dont les synthèses sont consultables sur le site Internet de la CRE.

La nouvelle méthodologie de construction des tarifs prend en compte la différenciation temporelle des coûts de réseaux en fonction des heures de l'année et alloue aux différents utilisateurs ces coûts sur la base de leurs caractéristiques de consommation. Les utilisateurs qui consomment beaucoup durant les périodes où la consommation de l'ensemble des utilisateurs est la plus forte supportent donc une part importante des coûts de réseaux. Ils sont dès lors incités à déplacer leurs consommations des heures chargées pour les réseaux aux heures les moins chargées pour les réseaux, ce qui permet de minimiser à terme les charges liées à l'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Cette nouvelle structure tarifaire répond à la fois au principe de non-discrimination des tarifs inscrit à l'article L. 341-2 du code de l'énergie et à la volonté de maîtrise de la demande d'énergie prévue à l'article L. 341-4 du même code.

Sur la base de cette nouvelle méthodologie de construction des tarifs, la CRE introduit des tarifs à différenciation temporelle pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1. La CRE maintient un tarif concave pour le domaine de tension HTB 3.

Avant d'exposer plus en détail la méthodologie employée pour construire les présents tarifs, la CRE rappelle les principes généraux qui ont fondé sa décision en matière de structure des tarifs.

1. Principes généraux

Pour fonder sa décision tarifaire, la CRE s'appuie sur les principes généraux suivants.

1.1. Tarifs indépendants de la distance

Conformément aux dispositions du paragraphe 1 de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009, qui dispose notamment que les redevances d'accès aux réseaux ne sont pas fonction de la distance séparant un producteur et un consommateur impliqués dans une transaction, la CRE maintient le principe d'une tarification dite « timbre-poste », qui consiste à facturer les soutirages au même prix quelle que soit l'origine de l'électricité consommée, et à facturer les injections quelle que soit la destination de l'électricité produite. La tarification « timbre-poste » n'exclut pas la possibilité d'une différenciation géographique des tarifs.

1.2. Tarifs identiques sur tout le territoire

Les présents tarifs sont identiques sur l'ensemble du territoire.

Dans le contexte d'une forte augmentation des besoins d'investissements sur les réseaux, notamment pour répondre au développement des nouveaux moyens de production et dans le cadre des objectifs européens en la matière, la question de la pertinence d'un signal de localisation à l'intention des producteurs a été soulevée. Un signal de localisation, qui pourrait prendre la forme d'un tarif d'injection différencié géographiquement, pourrait permettre d'améliorer la coordination entre les investissements dans les réseaux et dans les moyens de production, et donc de réduire les coûts de réseaux sur le long terme.

Ce sujet a fait l'objet de premières analyses dont les résultats ont été présentés aux acteurs dans le cadre de la consultation publique de la CRE du 6 mars 2012. La différenciation géographique du tarif d'injection n'est qu'un outil parmi d'autres pour améliorer la coordination des investissements de production et de transport. D'autres options sont envisageables comme par exemple l'introduction de signaux de localisation sur le marché de gros de l'électricité (prix nodaux) ou dans les modalités de fixation du coût d'un raccordement. Chacune de ces options présente des avantages et des inconvénients qui méritent une réflexion plus approfondie. Cette problématique fait par ailleurs l'objet de discussions au niveau européen.

Compte tenu de ce contexte, la CRE estime nécessaire, avant d'envisager la mise en œuvre d'un tel signal de localisation à l'intention des producteurs, d'évaluer les effets des outils déjà mis en place pour améliorer cette coordination⁷ et de connaître les orientations que la Commission européenne pourrait adopter sur cette question des signaux de localisation, conformément aux dispositions de l'article 18 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009.

L'hétérogénéité des positions des acteurs qui se sont exprimés sur ces questions et les orientations de politique énergétique indiquées par la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie par courrier du 10 octobre 2012 ont par ailleurs conforté l'idée qu'il était prématuré de s'engager dans la voie d'une différenciation géographique du tarif d'injection.

1.3. Une répartition des coûts des réseaux HTB entre soutirage et injection fondée sur les textes européens

L'article 4 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 précise, sur ce point, que les « *tarifs tiennent compte des mesures adoptées dans le cadre de l'Union européenne pour harmoniser la tarification applicable aux échanges internationaux d'énergie et faciliter les échanges internationaux de l'énergie électrique* ». Les orientations européennes sur les tarifs d'injection et le mécanisme de compensation entre les gestionnaires de réseau de transport pour les transits, précisées par le règlement européen n° 838/2010 du 23 septembre 2010, exposent les critères à partir desquels le niveau du tarif d'injection doit être fixé. Ces critères sont satisfaits dans les présents tarifs.

2. Méthodologie de construction des tarifs

La nouvelle méthodologie de construction des tarifs se fonde sur les étapes suivantes.

2.1. Des tarifs fondés sur les coûts unitaires horaires

Les présents tarifs, qu'ils proposent ou non différentes classes temporelles, sont définis sur la base de coûts unitaires horaires d'utilisation des réseaux. La prise en compte de ces coûts unitaires horaires dans la construction des tarifs s'effectue en deux étapes décrites ci-dessous.

2.2. Répartition des coûts sur les différentes heures de l'année

Un même volume de soutirage n'engendre pas les mêmes coûts de réseaux selon l'heure de l'année durant laquelle ce soutirage survient. L'examen des coûts de réseaux montre que, durant les heures au cours desquelles les transits sont importants sur les réseaux, un surplus de soutirage engendre des coûts incrémentaux de pertes et de développement des infrastructures plus importants que durant les heures moins chargées pour les réseaux.

Les coûts de réseaux sont donc répartis sur les différentes heures de l'année. A chaque domaine de tension, des coûts unitaires d'utilisation des réseaux sont calculés pour chaque heure de l'année. Ces coûts unitaires horaires sont calculés comme la somme des coûts unitaires horaires d'infrastructure et des coûts unitaires horaires de pertes. Les coûts unitaires horaires d'infrastructure sont calculés à partir du coût incrémental moyen induit par la croissance de la charge à chaque heure de l'année. Les coûts unitaires horaires de pertes sont calculés à partir du profil des prix spot de l'électricité sur le marché français, corrigé des tendances pluriannuelles.

⁷ Parmi ces outils peuvent être cités notamment la commission « Perspectives du Réseau » mise en place au sein du comité des clients utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE) en 2011, les appels d'offre pour développer la production en Bretagne et pour développer la production à partir de centrales éoliennes en mer, ou encore les consultations mises en œuvre au niveau régional pour définir les Schémas Régionaux Climat Air Energie.

2.3. Allocation des coûts horaires entre les utilisateurs des différents domaines de tension au prorata des flux d'énergie induits sur les réseaux

Sur la base de la matrice des flux prévisionnels transmise par RTE pour la période 2013-2016, on observe que l'énergie est injectée principalement en très haute tension pour être consommée en grande partie par les utilisateurs des domaines de tension aval. L'énergie emprunte successivement des portions de réseaux à des niveaux de tension décroissants. Aussi les utilisateurs de réseaux aval contribuent-ils, par les flux d'énergie qu'ils induisent, à une grande partie des coûts supportés par RTE pour la gestion des réseaux amont. C'est pourquoi les recettes tarifaires perçues auprès d'un utilisateur contribuent à couvrir non seulement les coûts du domaine de tension auquel il est raccordé mais aussi une partie de ceux des domaines de tension amont.

Le calcul de cette contribution des soutirages d'un domaine de tension aux coûts des domaines de tension amont se fonde sur la matrice des flux prévisionnels et la répartition des coûts comptables par domaine de tension, également transmise par RTE à la CRE.

L'allocation des coûts d'un domaine de tension sur les domaines de tension aval se faisant au pas horaire, la différenciation temporelle des coûts de réseaux est bien répercutée à l'ensemble des utilisateurs.

Une fois réalisée cette allocation des coûts horaires entre les utilisateurs des différents domaines de tension, il est possible d'en déduire pour chaque domaine de tension une enveloppe globale de coûts à recouvrir par l'ensemble des utilisateurs de ce domaine de tension. Cette enveloppe globale est ensuite répartie entre les utilisateurs de ce domaine de tension en fonction des caractéristiques de consommation de ces derniers.

2.4. Des tarifs fondés sur les caractéristiques de consommation des utilisateurs

Tous les utilisateurs d'un même domaine de tension ne consomment pas de la même manière. Les caractéristiques de consommation des utilisateurs sont utilisées pour répartir l'enveloppe globale de coûts affectée au domaine de tension auquel ils sont raccordés. Les coûts que génère chaque type d'utilisateurs au sein d'un même domaine de tension dépendent tout particulièrement du taux d'utilisation de la puissance souscrite (que l'on peut traduire en termes de durée d'utilisation) et de la répartition temporelle des soutirages sur l'année.

Le taux d'utilisation de la puissance souscrite permet de déterminer une part variable fonction de l'énergie consommée et une part fixe fonction de la puissance souscrite. Si la puissance souscrite est une variable déterminante pour les coûts de réseaux, elle ne suffit cependant pas à elle seule à déterminer les coûts induits par un utilisateur sur les réseaux. Il importe également de connaître la façon dont cette puissance souscrite est utilisée : un consommateur qui utilise la totalité de sa puissance souscrite aux heures les plus chargées pour les réseaux engendre davantage de coûts de réseaux qu'un consommateur qui n'en utilise qu'une partie à ces heures.

L'utilisation de coûts de réseaux horaires permet de prendre en compte, dans le processus d'allocation des coûts de réseaux, le profil de soutirage des différents utilisateurs. Ainsi, pour un même volume annuel de consommation, un utilisateur qui consomme durant les heures au cours desquelles les coûts de réseaux sont élevés contribuera davantage au recouvrement des charges tarifaires qu'un utilisateur qui consomme durant les heures au cours desquelles les coûts de réseaux sont faibles.

Pour chaque domaine de tension, l'enveloppe globale de coûts est donc répartie entre les utilisateurs raccordés au domaine de tension considéré en fonction du niveau de leur puissance souscrite, du volume total d'énergie qu'ils soutirent sur l'année et de la répartition de leur puissance souscrite et du volume d'énergie soutirée sur les différentes heures de l'année.

Les tarifs à différenciation temporelle sont définis en répartissant les coûts entre les différentes classes temporelles. En particulier, la part « énergie » de chaque classe temporelle est définie de telle sorte qu'elle soit proportionnelle au coût unitaire moyen de la classe temporelle concernée

2.5. Forme des grilles

Les classes temporelles des tarifs proposés aux utilisateurs des domaines de tension HTB 2 et HTB 1 sont conçues pour maximiser l'homogénéité des coûts unitaires horaires au sein de chaque classe tout en maximisant l'hétérogénéité des coûts unitaires horaires entre les classes. L'objectif de lisibilité des tarifs, que les acteurs ont mis en avant dans leurs réponses aux consultations publiques du 15 juillet 2010 et du 6 mars 2012, nécessite par ailleurs de limiter le nombre de classes temporelles et de les répartir de manière cohérente dans l'année.

Les utilisateurs des domaines de tension HTB 2 et HTB 1 peuvent choisir entre trois options tarifaires. Chacune de ces options tarifaires comporte cinq classes temporelles. Les classes temporelles des tarifs applicables aux domaines de tension HTB 2 et HTB 1 sont définies comme suit :

Heures de pointe ($i = 1$)	Heures pleines d'hiver ($i = 2$)	Heures creuses d'hiver ($i = 3$)	Heures pleines d'été ($i = 4$)	Heures creuses d'été ($i = 5$)
de 9h à 11h et de 18h à 20h les jours ouverts de janvier, février et décembre	de 7h à 9h, de 11h à 18h et de 20h à 23h les jours ouverts de janvier, février et décembre ; de 7h à 23h les jours ouverts de novembre et mars	de 23h à 0h et de 0h à 7h les jours ouverts de novembre à mars ; toute la journée les jours non ouverts de novembre à mars	de 7h à 23h les jours ouverts d'avril à octobre	de 23h à 0h et de 0h à 7h les jours ouverts d'avril à octobre ; toute la journée les jours non ouverts d'avril à octobre

Le tarif concave est maintenu pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB 3. Comme indiqué dans les consultations publiques de la CRE du 6 mars 2012 et du 6 novembre 2012, un tarif à différenciation temporelle pour le domaine de tension HTB 3 pourrait conduire à des déplacements de consommation peu favorables à la minimisation des coûts de long terme du réseau de grand transport, qui a pour finalité de mutualiser les ressources de production au niveau national mais aussi européen. Cette finalité, spécifique au réseau de grand transport, implique une architecture et un mode d'exploitation différents de ceux des réseaux de répartition.

A une heure donnée, la préséance économique, la localisation géographique des centrales de production et la disponibilité des ouvrages de réseaux conduisent à déterminer des plans de production et d'échanges aux frontières qui permettent de répondre à la demande tant nationale qu'extérieure. De ces plans découle la répartition des transits sur les différents éléments du réseau HTB 3.

La détermination d'une structure tarifaire péréquée s'appuie sur le profil horaire des coûts de réseau agrégés au niveau national. L'analyse de ce profil de coûts horaires agrégés ne fait pas apparaître de corrélation entre ce profil et celui de la consommation nationale. Cette absence de corrélation s'explique notamment par le fait que les moyens de production de base sont généralement éloignés des sites vers lesquels l'énergie est transportée. Il existe ainsi des heures au cours desquelles la consommation nationale est à son plus bas niveau de la journée et les transits sur le réseau de grand transport au plus haut.

C'est pourquoi, même si le dimensionnement du réseau HTB 3 et donc son coût total dépendent du niveau général de la consommation, le profil horaire des coûts n'est pas lié au profil horaire de la consommation. De ce fait, un tarif HTB 3 à différenciation temporelle pourrait augmenter à terme les coûts du réseau de grand transport en incitant les utilisateurs à déplacer leur consommation sur des périodes qui sont certes peu chargées au niveau national, mais durant lesquelles les transits sur le domaine de tension HTB 3 sont d'ores et déjà élevés.

Par ailleurs, l'impact de la localisation des moyens de production sur la définition des plans de transits sur le réseau de grand transport, et donc sur les coûts du réseau HTB 3, pose la question de la pertinence de la différenciation du prix payé par les producteurs pour utiliser le réseau en fonction de leur zone d'implantation géographique. Comme indiqué précédemment, les enjeux soulevés par cette question méritent cependant des analyses complémentaires.

3. Règles tarifaires applicables aux utilisateurs du domaine de tension HTB

Les règles contiennent 13 sections. Les deux premières définissent les notions utilisées et la structure des tarifs. Les sections 3 à 12 décrivent les composantes tarifaires. La section 13 précise les dispositions transitoires applicables à la souscription de puissance des utilisateurs du réseau HTB.

Les règles définies dans le cadre du TURPE 3 sont pour l'essentiel reconduites. Toutefois, au vu du retour d'expérience fourni par les gestionnaires de réseaux ainsi que les contributions reçues lors de la consultation publique de la CRE du 6 novembre 2012, certaines dispositions des règles tarifaires sont modifiées ou complétées. Par ailleurs, l'introduction de tarifs à différenciation temporelle pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1 implique une modification substantielle de la section 6 des règles qui précise les dispositions encadrant la définition des composantes annuelles des soutirages et des composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite aux domaines de tension HTB.

3.1. Définitions

Les définitions des termes « liaisons » et « utilisateur » sont complétées afin de clarifier les conditions d'application des présents tarifs.

3.2. Structure des tarifs

La section 2 contient une description des différentes catégories de charges couvertes par les présents tarifs, de la structure des tarifs établie de façon à refléter ces différentes catégories de charges et de la façon d'appliquer les différents tarifs en chaque point de connexion.

3.3. Gestion

Les modalités de facturation de la composante de gestion prévues dans le cadre du TURPE 3 sont reconduites, à savoir, la facturation explicite des frais de gestion sous la forme d'un terme fixe appliqué à tous les utilisateurs (producteurs, consommateurs et gestionnaires de réseaux) en fonction de leur domaine de tension de raccordement.

Afin de mieux refléter les coûts engagés par le gestionnaire de réseau, la facturation de la composante annuelle de gestion est réalisée par point de connexion et par contrat d'accès.

Les coûts de gestion des contrats sont constitués des coûts liés à l'accueil des utilisateurs de réseaux, à la gestion des dossiers des utilisateurs, à la facturation, au recouvrement et aux impayés.

3.4. Comptage

La tarification de la composante de comptage applicable aux utilisateurs des domaines de tension HTB dépend du régime de propriété du compteur.

La composante de comptage couvre, pour les utilisateurs propriétaires de leur dispositif de comptage, les coûts :

- de vérification du bon fonctionnement des matériels de comptage réalisée à l'initiative du gestionnaire de réseau ;
- de relève ou de télérelève (dont les coûts d'abonnement et de communication) ;
- de mesure, de calcul et d'enregistrement des données de comptage ;
- de validation, de correction et de mise à disposition des données de comptage validées.

Les données de comptage sont transmises à l'utilisateur, ou à un tiers autorisé par l'utilisateur, selon une fréquence minimale définie en fonction du domaine de tension et de la puissance de soutirage qu'il a souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection du point de connexion.

Pour les utilisateurs dont le dispositif de comptage est la propriété du gestionnaire de réseau ou des autorités concédantes, la composante de comptage couvre, également, les coûts :

- des charges de capital des dispositifs de comptage, déduction faite de la part des contributions de raccordement relative aux dispositifs de comptage ;

- d'entretien des matériels de comptage ;
- de renouvellement des matériels de comptage ;
- le cas échéant, de synchronisation des matériels de comptage.

En revanche, cette composante de comptage ne comprend pas le coût des changements des dispositifs de comptage réalisés à la demande de l'utilisateur ou d'un tiers autorisé par l'utilisateur, qui font l'objet d'une facturation spécifique dans le cadre des règles tarifaires relatives aux prestations annexes réalisées sous le monopole du gestionnaire de réseau.

3.5. Injection

La France étant un pays exportateur net d'énergie électrique, la contribution nette de RTE au mécanisme européen de compensation entre réseaux de transport pour les transits est positive. Les utilisateurs de réseau français ne doivent pas supporter la charge de cette contribution, dont la responsabilité incombe aux exportateurs.

Le tarif d'injection est fixé à 19 c€/MWh sur l'ensemble de la période tarifaire pour les producteurs raccordés aux domaines de tension HTB 3 et HTB 2. Ce montant tient notamment compte de la contribution de RTE au mécanisme européen de compensation entre réseaux de transport.

3.6. Soutirage

Les règles applicables au calcul des composantes utilisées pour la facturation du soutirage et des dépassements de puissance souscrite sont adaptées du fait de l'introduction de tarifs à différenciation temporelle pour les utilisateurs des domaines de tension HTB 2 et HTB 1.

Les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite (CMDPS) sont calculées de sorte qu'un utilisateur dépassant de 10 % sa puissance souscrite pendant 100 heures d'une même classe temporelle paie la même facture que s'il avait souscrit une puissance supérieure de 10 %. La reconduction de cette méthode de calcul permet de conserver la même incitation des utilisateurs à souscrire une puissance souscrite optimale.

3.7. Alimentations complémentaires et de secours

Pour les liaisons complémentaires ou de secours, seules les parties dédiées sont facturées. Cette modalité de facturation tient compte du fait que, compte tenu des règles de dimensionnement du réseau en « N – 1 », il n'est pas possible de distinguer un surcoût associé à la fourniture de capacité complémentaire ou de secours.

Un coefficient de dépassement de puissance souscrite pour l'alimentation de secours, lorsque celle-ci est raccordée à un domaine de tension différent de celui de l'alimentation principale, est introduit. Cette disposition permet de garantir que l'incitation donnée à l'utilisateur de souscrire la puissance optimale porte également lors du choix de la puissance souscrite pour son alimentation de secours.

3.8. Regroupement conventionnel des points de connexion

Le mécanisme de regroupement en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2006 est reconduit pour la période d'application du TURPE 4.

3.9. Dispositifs tarifaires applicables aux gestionnaires des réseaux publics de distribution

Les gestionnaires des réseaux publics de distribution présentent des spécificités qui sont définies par la loi et la réglementation. Pour tenir compte de ces spécificités dans les tarifs applicables aux différents domaines de tension, les dispositifs particuliers suivants sont maintenus :

- l'utilisation des ouvrages de transformation est facturée en fonction des charges moyennes directes des postes de transformation ;
- la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont est établie à partir de la différence entre les tarifs au domaine de tension de livraison et au domaine de tension immédiatement inférieur, minorée du montant de la composante d'utilisation des ouvrages de transformation, et pondérée par les parts de ces liaisons exploitées par les différents gestionnaires de réseau ;

- les écrêtements des factures mensuelles de dépassement de puissance des distributeurs sont autorisés en cas de froid très rigoureux, dans les mêmes conditions que celles prévues dans le cadre du TURPE 2.

Les définitions des termes *I1* et *I2*, utilisés pour le calcul de la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont, sont clarifiées.

3.10. Utilisations ponctuelles

Pour tenir compte de certaines situations dans lesquelles les capacités de réseau permettent d'acheminer une puissance appelée pendant de courtes périodes sans préjudice pour les autres utilisateurs, le dispositif de facturation des dépassements ponctuels programmés (DPP) tel que défini dans le TURPE 3 est reconduit. Ces dépassements, qui doivent être convenus à l'avance avec le gestionnaire de réseau, sont facturés au prix moyen de l'énergie soutirée par un utilisateur ayant un taux d'utilisation de 25 %.

La demande de DPP est conditionnée à la réalisation de travaux sur les installations électriques du demandeur.

Le mécanisme des DPP est transitif afin de ne pas pénaliser les gestionnaires de réseaux publics de distribution.

3.11. Energie réactive

La tarification particulière appliquée aux transits de réactif aux points de connexion des réseaux publics de distribution au réseau public de transport est reconduite, afin que soit stabilisé le volume du parc de condensateurs HTA et ainsi conservées les capacités de production de réactif sur les réseaux publics de distribution.

Un barème fixe des pénalités en cas d'excursion en dehors d'une plage de « tangente phi » convenue contractuellement entre les parties au regard de règles consignées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public de transport.

En l'absence d'accord entre les parties, les présentes règles tarifaires précisent la méthode de détermination de la borne supérieure de la plage de « tangente phi ». Cette méthode s'appuie sur l'utilisation de valeurs historiques, et prévoit l'introduction d'une valeur plancher.

Cette valeur plancher se justifie notamment par le développement rapide de la production décentralisée et la tendance à l'augmentation naturelle des « tangentes phi » sur les réseaux publics de distribution, et permet d'éviter une différence de traitement excessive entre points de connexion.

3.12. Indexation de la grille tarifaire

L'ensemble des coefficients de la grille tarifaire, à l'exception des coefficients pondérateurs de puissance souscrite, du coefficient *c* de la composante de soutirage applicable au domaine de tension HTB 3 et de la composante d'injection, sont indexés lors des évolutions tarifaires annuelles.

3.13. Dispositions transitoires

Une période d'apprentissage pour la souscription de puissance est définie. L'objectif de cette période d'apprentissage est de permettre, au cours des premiers mois d'application du TURPE 4, la facturation d'un terme de rattrapage permettant de limiter les conséquences de la perte de recettes induites par l'introduction de tarifs à différenciation temporelle en lieu et place des tarifs concaves.

Cette disposition transitoire permet aux utilisateurs qui auront effectivement modifié leur comportement de soutirage en réponse au signal horosaisonnalisé de profiter de l'intégralité des bénéfices tarifaires induits.

Deux dates de régularisation sont définies : le 31 décembre 2013 et le 31 mars 2014 (dernier jour de la période hivernale) afin de faciliter la gestion comptable du dispositif, et de permettre aux utilisateurs bénéficiaires d'une éventuelle clause « Ecrêtement grand froid » d'enregistrer la réduction de tarif correspondante sur l'exercice comptable 2013.

F. Annexes

1. Programme de R&D de RTE

RTE prévoit de mener, au cours de la prochaine période tarifaire, des projets de R&D structurés selon quatre programmes.

Le programme « Environnement » vise à répondre aux attentes sociétales et s'articule autour des axes suivants : poursuite des recherches sur l'interaction entre champs électromagnétiques et santé ; recherche sur la biodiversité notamment dans le domaine sous-marin ; étude des outils et méthodes permettant de réduire l'empreinte environnementale des activités de RTE et poursuite de travaux académiques dans le champ sociologique pour améliorer l'adhésion des parties prenantes aux projets de développement ou de mise à niveau du réseau. Parmi les projets de ce programme peuvent être cités :

- un démonstrateur de « poste électrique développement durable » dans la Somme visant à réduire l'empreinte environnementale tout au long de la vie de l'ouvrage, qui sera achevé en 2014 ;
- un projet de recherche permettant de mieux connaître le seuil d'apparition de manifestation d'effets physiologiques sous exposition d'un champ magnétique. Les résultats de ce projet, attendus en 2015, permettront de mieux maîtriser l'exposition des travailleurs, en particulier lors des opérations de travaux sous tension ;
- un projet visant à proposer des méthodes et des outils de dialogue avec les parties prenantes de l'élaboration des projets de réseau, dont les résultats sont attendus en 2015.

Le programme « Gestion des actifs et maintenance » 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. Parmi les projets de ce programme peuvent être cités :

- *Smartlab* : développement d'outils de simulation des phénomènes de vieillissement des composants et d'optimisation des scénarios de gestion des actifs ;
- Drone et robotique : ce projet fournira aux opérateurs de maintenance des outils facilitant le diagnostic en assurant leur sécurité. Les premiers résultats pour le diagnostic de la dégradation de manchons, l'état de conducteurs comportant des brins coupés seront validés fin 2013. Les étapes suivantes permettront d'étendre le spectre d'utilisation des robots et drones.

Le programme « Système électrique » entend soutenir le développement des méthodes et outils permettant d'assurer l'optimisation d'un système électrique intégrant une part plus importante d'énergies renouvelables intermittentes. Parmi les projets de ce programme peuvent être cités :

- *iTesla* : approche innovante de l'analyse de la sécurité de fonctionnement des réseaux par une approche probabiliste étendue. Les modèles et outils d'analyse de risque sont prévus pour fin 2014, et la livraison finale de la boîte à outils fin 2015 ;
- Modèles de prévision de la production intermittente : les résultats pour le photovoltaïque sont prévus en 2013, pour l'éolien offshore en 2015. Des études sont aussi menées sur les modes communs afin d'analyser les corrélations entre les modèles de prévisions portant sur l'énergie photovoltaïque, l'énergie éolienne, et l'énergie hydrolienne pour en tirer des prévisions affinées. Les résultats de ces études sont également attendus en 2015. Ces outils sont essentiels pour contribuer à la maîtrise de l'équilibre entre l'offre et la demande ;
- *SmaRTE* : cette plateforme de simulation permet de développer les outils et méthodes permettant d'anticiper les phénomènes liés à l'insertion de composants complexes dans les réseaux électriques comme les compensateurs statiques de puissance réactive, les liaisons câbles de grande longueur ou les stations de conversion de courant continu/alternatif. Le développement de nouveaux modèles en 2013 permettra d'affiner les études d'insertion de la liaison à courant continu entre la France et l'Espagne dans le réseau.

Le programme « Réseau du futur » vise à anticiper et accélérer le développement des technologies innovantes préfigurant le réseau de demain. Parmi les projets de ce programme peuvent être cités :

- *Twenties* : pour lever certains verrous technologiques au développement de réseau à courant continu maillé. En 2013, un prototype de laboratoire de disjoncteur à courant continu sera testé ;

- Poste intelligent : projet *Smart grid* visant, par l'intégration poussée de la numérisation des processus, à faciliter l'intégration des énergies renouvelables sur le réseau. La mise en service de ce démonstrateur est prévue en 2016.

Par ailleurs, RTE participe activement aux sociétés savantes et aux travaux de normalisation internationale, en particulier au sein de CIGRE, de l'IEEE, de la CEI et de CENELEC.

La thématique *Smart grid* est portée par les programmes « Système électrique » et « Réseau du futur ». Le suivi annuel intégrera un point de synthèse des avancées en matière de *Smart grid* résultant de la concaténation de différents projets.

A titre indicatif, RTE prévoit que les dépenses de R&D, par thématique, seront ventilées de la façon suivante (en M€ courants) :

Thématique	2013	2014	2015	2016	Total
Environnement	1,2	1,4	1,4	1,5	5,5
Gestion des actifs et maintenance	9,2	9,4	10,2	10	38,8
Système électrique	6,9	7,9	9,1	9,2	33,1
Réseau du futur	5,8	6,3	7,3	9,3	28,7
Normalisation & Sociétés savantes	0,6	0,6	0,6	0,7	2,5
Total	23,7	25,6	28,6	30,7	108,6

2. Synthèse de la grille tarifaire

Composante de gestion

a_1 (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTB	7 884,80	7 884,80

Composante de comptage

Dispositifs de comptage propriété du gestionnaire du réseau public d'électricité ou des autorités concédantes

Domaine de tension	Fréquence minimale de transmission	Contrôle de la puissance	Grandeurs mesurées	Composante annuelle de comptage €/an
HTB	Hebdomadaire	Dépassement	Courbe de mesure	2 726,22

Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

Domaine de tension	Fréquence minimale de transmission	Contrôle de la puissance	Grandeurs mesurées	Composante annuelle de comptage €/an
HTB	Hebdomadaire	Dépassement	Courbe de mesure	489,43

Composante des injections

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	19
HTB 2	19
HTB 1	0

Composante des soutirages

Tarif pour le domaine de tension HTB 3

Domaine de tension	a_2 (€/kW/an)	b (€/kW/an)	c
HTB 3	4,75	19,25	0,856

Tarif pour le domaine de tension HTB 2

Moyenne utilisation

a_2 (€/kW/an)	8,60
-----------------	------

	Heures de pointe ($i = 1$)	Heures pleines d'hiver ($i = 2$)	Heures creuses d'hiver ($i = 3$)	Heures pleines d'été ($i = 4$)	Heures creuses d'été ($i = 5$)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	0,61	0,54	0,40	0,36	0,27
Coefficient pondérateur de puissance	100 %	94 %	68 %	44 %	19 %

Longue utilisation

a_2 (€/kW/an)	11,26
-----------------	-------

	Heures de pointe ($i = 1$)	Heures pleines d'hiver ($i = 2$)	Heures creuses d'hiver ($i = 3$)	Heures pleines d'été ($i = 4$)	Heures creuses d'été ($i = 5$)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	0,50	0,44	0,32	0,29	0,20
Coefficient pondérateur de puissance	100%	95%	69%	45%	19%

Très longue utilisation

a_2 (€/kW/an)	14,42
-----------------	-------

	Heures de pointe ($i = 1$)	Heures pleines d'hiver ($i = 2$)	Heures creuses d'hiver ($i = 3$)	Heures pleines d'été ($i = 4$)	Heures creuses d'été ($i = 5$)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	0,43	0,37	0,27	0,24	0,17
Coefficient pondérateur de puissance	100 %	95 %	69 %	46 %	20 %

Tarif pour le domaine de tension HTB 1

Moyenne utilisation

a_2 (€/kW/an)	14,33
-----------------	-------

	Heures de pointe ($i = 1$)	Heures pleines d'hiver ($i = 2$)	Heures creuses d'hiver ($i = 3$)	Heures pleines d'été ($i = 4$)	Heures creuses d'été ($i = 5$)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	1,25	1,08	0,78	0,66	0,47
Coefficient pondérateur de puissance	100 %	94 %	67 %	41 %	18 %

Longue utilisation

a_2 (€/kW/an)	15,72
-----------------	-------

	Heures de pointe ($i = 1$)	Heures pleines d'hiver ($i = 2$)	Heures creuses d'hiver ($i = 3$)	Heures pleines d'été ($i = 4$)	Heures creuses d'été ($i = 5$)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	1,22	1,04	0,74	0,62	0,43
Coefficient pondérateur de puissance	100 %	94 %	67 %	42 %	18 %

Très longue utilisation

a_2 (€/kW/an)	19,20
-----------------	-------

	Heures de pointe ($i = 1$)	Heures pleines d'hiver ($i = 2$)	Heures creuses d'hiver ($i = 3$)	Heures pleines d'été ($i = 4$)	Heures creuses d'été ($i = 5$)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	1,16	0,97	0,68	0,57	0,39
Coefficient pondérateur de puissance	100 %	94 %	67 %	43 %	18 %

1. Définitions

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

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.

1.2. Alimentations

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

2.1.1. 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 gestionnaire du réseau public auquel il est connecté, dans le respect des engagements de qualité contenus dans le contrat d'accès correspondant.

2.1.2. 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 du réseau public 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 gestionnaire du réseau public auquel il est connecté, compte tenu de la topologie du réseau public et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peut procéder son gestionnaire.

2.1.3. 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 du réseau public 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 gestionnaire du réseau public auquel il est connecté, compte tenu de la topologie du réseau public et quelles que soient les manœuvres d'exploitation auxquelles peut procéder son gestionnaire.

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.

1.4. Classe temporelle

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

1.5. Contrat d'accès au réseau

Le contrat d'accès au réseau est le contrat visé aux articles L. 111-91 à L. 111-95 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.

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.

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 : réducteurs de mesure BT, 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, dispositifs de commande pour la limitation de la puissance appelée, boîtes d'essais.

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 :

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 haute tension
$40 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	HTA 2	
$50 \text{ kV} < U_n \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	
$130 \text{ kV} < U_n \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2	
$350 \text{ kV} < U_n \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3	

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité applicables aux utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 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.

1.10. Index

Les index d'énergies représentent l'intégration temporelle de valeurs efficaces d'une puissance, indépendamment pour chaque quadrant, depuis une origine temporelle choisie.

1.11. 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.

1.12. 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.

1.13. Liaison

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

1.14. 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.

1.15. 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 au réseau public, 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 gestionnaire du réseau public, ils sont reliés par des ouvrages électriques de cet utilisateur à la tension de connexion.

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.

1.17. Puissance apparente (S)

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

1.18. Puissance réactive (Q) et énergie réactive

La puissance réactive Q est égale à la puissance active que multiplie le rapport $tg \varphi$.

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.

1.19. Rapport tangente phi ($tg \varphi$)

Le rapport tangente phi ($tg \varphi$) mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport $tg \varphi$ constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

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.

1.21. Utilisateur

Un utilisateur d'un réseau public de transport ou de distribution est toute personne physique ou tout établissement d'une personne morale, notamment 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.

2. Structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics

Les tarifs ci-après sont exprimés hors tous prélèvements ou taxes applicables à l'utilisation des réseaux électriques publics dont, en particulier, la contribution tarifaire mentionnée au I de l'article 18 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 modifiée relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

Conformément à 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* », et à l'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 modifié, ils 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 ;
- 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 sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics 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 à 11 ci-après. Il en va de même pour l'utilisation des interconnexions avec les réseaux de transport des pays voisins qui est facturée selon les résultats de mécanismes de marché établis en application du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

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, la puissance de soutirage souscrite par l'utilisateur, le dispositif de comptage employé. La (les) puissance(s) de soutirage souscrite(s) est (sont) définies au début d'une période de douze mois consécutifs pour l'ensemble de cette période, sous réserve des dispositions transitoires prévues à la section 13. Le contrat d'accès au réseau prévoit les conditions dans lesquelles la puissance de soutirage souscrite peut être modifiée au cours de cette période.

En chaque point de connexion, le prix 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 des injections (CI) ;
- la composante annuelle des soutirages (CS) ;
- les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) ;
- la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours (CACCS) ;
- 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.

3. 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 d'un contrat d'accès conclu par un fournisseur exclusif est, également, applicable :

- aux consommateurs n'ayant pas fait usage de la faculté prévue à l'article L. 331-1 du code de l'énergie ;
- aux utilisateurs qui bénéficient d'un tarif d'achat antérieur à la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative à la modernisation et au développement du service public d'électricité.

La composante annuelle de gestion a_1 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

a_1 (€/an)	Contrat d'accès au réseau conclu par l'utilisateur	Contrat d'accès au réseau conclu par le fournisseur
HTB	7 884,80	7 884,80

4. Composante annuelle de comptage (CC)

La composante annuelle de comptage 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 les tableaux 2.1 et 2.2 ci-dessous), et, le cas échéant, de location et d'entretien.

Elle est établie, en fonction des caractéristiques techniques des dispositifs de comptage et des services demandés par l'utilisateur, selon les tarifs ci-après. 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.

La composante annuelle de comptage est établie pour chaque dispositif de comptage selon les tableaux 2.1 et 2.2 ci-dessous en fonction du régime de propriété du dispositif de comptage.

4.1. Dispositifs de comptage propriété du gestionnaire du réseau public d'électricité ou des autorités concédantes

La composante annuelle de comptage facturée aux utilisateurs dont le dispositif de comptage est la propriété du gestionnaire du réseau public d'électricité ou des autorités concédantes, est définie dans le tableau 2.1 ci-après, en fonction du domaine de tension, de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection, de son contrôle et des grandeurs mesurées (index ou courbe de mesure).

Tableau 2.1

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Contrôle de la puissance	Grandeurs mesurées	Composante annuelle de comptage €/an
HTB	-	Hebdomadaire	Dépassement	Courbe de mesure	2 726,22

4.2. Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

La composante annuelle de comptage facturée aux utilisateurs propriétaires de leur dispositif de comptage est définie dans le tableau 2.2 ci-après, en fonction du domaine de tension, de la puissance de soutirage souscrite et/ou de la puissance maximale d'injection, de son contrôle et des grandeurs mesurées (index ou courbe de mesure).

Tableau 2.2

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Contrôle de la puissance	Grandeurs mesurées	Composante annuelle de comptage €/an
HTB	-	Hebdomadaire	Dépassement	Courbe de mesure	489,43

5. Composante annuelle des injections (CI)

La composante annuelle des 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

Domaine de tension	c€/MWh
HTB 3	19
HTB 2	19
HTB 1	0

6. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) aux domaines de tension HTB

6.1. Composante annuelle des soutirages (CS)

6.1.1. Tarif pour le domaine de tension HTB 3

Les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite $P_{Souscrite}$ pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTB 3. En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot P_{Souscrite} + b \cdot \tau^c \cdot P_{Souscrite} + \sum_{12 \text{ mois}} CMDPS$$

Le taux d'utilisation τ est calculé à partir de l'énergie active soutirée $E_{soutirée}$ en kWh pendant la période de douze mois consécutifs considérée, de la puissance souscrite $P_{Souscrite}$ en kW et de la durée D en heures de l'année considérée selon la formule suivante :

$$\tau = \frac{E_{soutirée}}{D \cdot P_{Souscrite}}$$

Les coefficients a_2 , b et c employés sont ceux du tableau 4 ci-dessous :

Tableau 4

Domaine de tension	a_2 (€/kW/an)	b (€/kW/an)	c
HTB 3	4,75	19,25	0,856

6.1.2. 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 classes temporelles qu'il comporte, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite P_i , où i désigne la classe 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 des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot P_{Souscrite \text{ pondérée}} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i + \sum_{12 \text{ mois}} CMDPS$$

E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ classe temporelle, exprimée en kWh.

$P_{Souscrite \text{ pondérée}}$ désigne la puissance souscrite pondérée, calculée selon la formule suivante :

$$P_{Souscrite \text{ pondérée}} = k_1 \cdot P_1 + \sum_{i=2}^n k_i \cdot (P_i - P_{i-1})$$

Les classes temporelles du tarif HTB 2 sont définies comme suit :

- l'hiver inclut les mois de novembre à mars ;
- l'été 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.

Pour l'établissement de la composante annuelle de leurs soutirages au domaine de tension HTB 2, les utilisateurs choisissent une des trois options tarifaires suivantes :

- moyenne utilisation ;
- longue utilisation ;
- très longue utilisation.

L'utilisateur conserve son option tarifaire pendant une durée minimale de douze mois à compter de la date d'entrée en vigueur de l'option tarifaire, puis à compter de la date de chaque modification ultérieure, sauf disposition transitoire décrites à la section 13. À l'issue de cette période de douze mois, l'utilisateur peut changer à tout moment d'option tarifaire.

Les coefficients a_2 , d_i et k_i employés pour l'option tarifaire « moyenne utilisation » applicable au domaine de tension HTB 2 sont ceux des tableaux 5.1 et 5.2 ci-dessous :

Tableau 5.1

a_2 (€/kW/an)	8,60
-----------------	------

Tableau 5.2

	Heures de pointe ($i = 1$)	Heures pleines d'hiver ($i = 2$)	Heures creuses d'hiver ($i = 3$)	Heures pleines d'été ($i = 4$)	Heures creuses d'été ($i = 5$)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	0,61	0,54	0,40	0,36	0,27
Coefficient pondérateur de puissance	100 %	94 %	68 %	44 %	19 %

Les coefficients a_2 , d_i et k_i employés pour l'option tarifaire « longue utilisation » applicable au domaine de tension HTB 2 sont ceux des tableaux 6.1 et 6.2 ci-dessous :

Tableau 6.1

a_2 (€/kW/an)	11,26
-----------------	-------

Tableau 6.2

	Heures de pointe ($i = 1$)	Heures pleines d'hiver ($i = 2$)	Heures creuses d'hiver ($i = 3$)	Heures pleines d'été ($i = 4$)	Heures creuses d'été ($i = 5$)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	0,50	0,44	0,32	0,29	0,20
Coefficient pondérateur de puissance	100%	95%	69%	45%	19%

Les coefficients a_2 , d_i et k_i employés pour l'option tarifaire « très longue utilisation » applicable au domaine de tension HTB 2 sont ceux des tableaux 7.1 et 7.2 ci-dessous :

Tableau 7.1

a_2 (€/kW/an)	14,42
-----------------	-------

Tableau 7.2

	Heures de pointe ($i = 1$)	Heures pleines d'hiver ($i = 2$)	Heures creuses d'hiver ($i = 3$)	Heures pleines d'été ($i = 4$)	Heures creuses d'été ($i = 5$)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	0,43	0,37	0,27	0,24	0,17
Coefficient pondérateur de puissance	100 %	95 %	69 %	46 %	20 %

6.1.3. 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 classes temporelles qu'il comporte, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite P_i , où i désigne la classe 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 des soutirages est établie selon la formule suivante :

$$CS = a_2 \cdot P_{\text{Souscrite pondérée}} + \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i + \sum_{12 \text{ mois}} \text{CMDPS}$$

E_i désigne l'énergie active soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ classe temporelle, exprimée en kWh.

$P_{\text{Souscrite pondérée}}$ désigne la puissance souscrite pondérée, calculée selon la formule suivante :

$$P_{\text{Souscrite pondérée}} = k_1 \cdot P_1 + \sum_{i=2}^n k_i \cdot (P_i - P_{i-1})$$

Les classes temporelles du tarif HTB 1 sont définies comme suit :

- l'hiver inclut les mois de novembre à mars ;
- l'été 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.

Pour l'établissement de la composante annuelle de leurs soutirages au domaine de tension HTB 1, les utilisateurs choisissent une des trois options tarifaires suivantes :

- moyenne utilisation ;
- longue utilisation ;
- très longue utilisation.

L'utilisateur conserve son option tarifaire pendant une durée minimale de douze mois à compter de la date d'entrée en vigueur de l'option tarifaire, puis à compter de la date de chaque modification ultérieure, sauf disposition transitoire décrites à la section 13. À l'issue de cette période de douze mois, l'utilisateur peut changer à tout moment d'option tarifaire.

Les coefficients a_2 , d_i et k_i employés pour l'option tarifaire « moyenne utilisation » applicable au domaine de tension HTB 1 sont ceux des tableaux 8.1 et 8.2 ci-dessous :

Tableau 8.1

a_2 (€/kW/an)	14,33
-----------------	-------

Tableau 8.2

	Heures de pointe ($i = 1$)	Heures pleines d'hiver ($i = 2$)	Heures creuses d'hiver ($i = 3$)	Heures pleines d'été ($i = 4$)	Heures creuses d'été ($i = 5$)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	1,25	1,08	0,78	0,66	0,47
Coefficient pondérateur de puissance	100 %	94 %	67 %	41 %	18 %

Les coefficients a_2 , d_i et k_i employés pour l'option tarifaire « longue utilisation » applicable au domaine de tension HTB 1 sont ceux des tableaux 9.1 et 9.2 ci-dessous :

Tableau 9.1

a_2 (€/kW/an)	15,72
-----------------	-------

Tableau 9.2

	Heures de pointe ($i = 1$)	Heures pleines d'hiver ($i = 2$)	Heures creuses d'hiver ($i = 3$)	Heures pleines d'été ($i = 4$)	Heures creuses d'été ($i = 5$)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	1,22	1,04	0,74	0,62	0,43
Coefficient pondérateur de puissance	100 %	94 %	67 %	42 %	18 %

Les coefficients a_2 , d_i et k_i employés pour l'option tarifaire « très longue utilisation » applicable au domaine de tension HTB 1 sont ceux des tableaux 10.1 et 10.2 ci-dessous :

Tableau 10.1

a_2 (€/kW/an)	19,20
-----------------	-------

Tableau 10.2

	Heures de pointe ($i = 1$)	Heures pleines d'hiver ($i = 2$)	Heures creuses d'hiver ($i = 3$)	Heures pleines d'été ($i = 4$)	Heures creuses d'été ($i = 5$)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	1,16	0,97	0,68	0,57	0,39
Coefficient pondérateur de puissance	100 %	94 %	67 %	43 %	18 %

6.2. Composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Les composantes des dépassements de puissance souscrite sont établies chaque mois selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = \alpha \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le facteur applicable pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB 3 est défini dans le tableau 11 ci-dessous :

Domaine de tension	α (c€/kW)
HTB 3	19,46

Tableau 11

Pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1, les composantes des dépassements de puissance souscrite sont établies chaque mois selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} \alpha \cdot k_i \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le facteur applicable pour les utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTB 2 et HTB 1 dépend du tarif choisi par l'utilisateur. Les facteurs applicables pour les utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTB 2 et HTB 1 sont définis dans le tableau 12 ci-dessous :

Tableau 12

α (c€/kW)	Domaine de tension	
	HTB 2	HTB 1
Tarif moyenne utilisation	35,84	60,42
Tarif longue utilisation	47,10	65,54
Tarif très longue utilisation	60,42	79,87

7. 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.

7.1. 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 13

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTB 3	94 206,98	8 927,23
HTB 2	56 814,59	Liaisons aériennes : 5 691,39 Liaisons souterraines : 28 455,94
HTB 1	29 510,66	Liaisons aériennes : 3 377,15 Liaisons souterraines : 6 754,30

7.2. 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 13 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 *pro rata* des puissances qu'ils ont souscrites sur cette alimentation de secours.

Lorsque l'alimentation de secours est 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 13 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 14 ci-dessous, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :

Tableau 14

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTB 2	1,37
HTB 1	2,62

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 13 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 15 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 15

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	6,54	0,67	27,65
	HTB 1	4,80	1,15	20,48
HTB 2	HTB 1	1,40	1,15	6,14

8. Composante de regroupement (CR)

Un utilisateur connecté à un réseau public 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 sections 5 et 6, moyennant le paiement d'une composante de regroupement. Dans ce cas, la composante annuelle des injections (CI), la composante annuelle des 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 $P_{\text{Souscrite regroupée}}$, la puissance souscrite pour l'ensemble des points conventionnellement regroupés et de l , la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du réseau public concerné permettant physiquement le regroupement.

$$CR = l.k.P_{\text{Souscrite regroupée}}$$

Le coefficient k est défini par le tableau 16 suivant :

Tableau 16

Domaine de tension	k (c€/kW/km/an)
HTB 3	5,12
HTB 2	Liaisons aériennes : 13,31 Liaisons souterraines : 51,20
HTB 1	Liaisons aériennes : 67,58 Liaisons souterraines : 118,78

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

9.1. 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 des 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 $P_{\text{Souscrite}}$

$$CT = k.P_{\text{Souscrite}}$$

Le coefficient k employé est celui défini dans le tableau 17 ci-dessous :

Tableau 17

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
HTB 2	HTB 3	1,60
HTB 1 ou HTA 2	HTB 2	3,44
HTA 1	HTB 1	6,09

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités de la section 8. 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.

9.2. 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 des soutirages (CS) de ce point de connexion est calculée selon la formule suivante, avec :

- l_1 , la longueur totale de la (des) liaison(s) exploitée(s) au domaine de tension N par le gestionnaire de réseau public de distribution ;
- l_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 à la section 9.1.

$$CS = \frac{l_2}{l_1 + l_2} CS_N + \frac{l_1}{l_1 + l_2} (CS_{N+1} + CT_{N/N+1})$$

9.3. Ecrêtement grand froid

Les gestionnaires de réseaux publics de distribution peuvent bénéficier de la part du gestionnaire de réseau public amont auquel ils sont connectés d'un écrêtement de leurs dépassements de puissance en cas de froid très rigoureux. Cette disposition est mise en œuvre selon des modalités transparentes et non-discriminatoires.

10. Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP)

Pour des dépassements ponctuels programmés pour travaux pendant la période du 1^{er} mai au 31 octobre 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, 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 à la section 6.2. Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes.

Pour le domaine de tension HTB 3, la formule est la suivante :

$$CDPP = \alpha \cdot \sum \Delta P$$

Pour les domaines de tension HTB 2 et HTB 1, la formule est la suivante avec k_i le coefficient de puissance souscrite de la classe temporelle et de l'option tarifaire correspondante :

$$CDPP = \alpha \cdot k_i \sum \Delta P$$

Le facteur α applicable est défini dans le tableau 18 ci-dessous :

Tableau 18

Domaine de tension	α (c€/kW)
HTB 3	0,079
HTB 2	0,156
HTB 1	0,247

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 de réseau public, ou le cas échéant le gestionnaire du réseau public amont, 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.

11. 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 sections 11.1 et 11.2 ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité.

11.1. 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^{er} 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 d'hiver ;
- 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 19 ci-dessous :

Tableau 19

Domaine de tension	Rapport $tg \varphi_{max}$	c€/kvar.h
HTB 3	0,4	1,33
HTB 2	0,4	1,42
HTB 1	0,4	1,59

11.2. 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 20 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 distribution.

Tableau 20

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTB 3	1,33
HTB 2	1,42
HTB 1	1,59

11.3. 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 s'engagent contractuellement sur la quantité d'énergie réactive qu'ils échangent, fixée en fonction de l'énergie active transitée, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public ou, en son absence parmi les contractants, du gestionnaire injecteur.

L'énergie réactive fournie au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ ou absorbée en deçà du rapport $tg \varphi_{min}$ est facturée par point de connexion selon le tableau 21 ci-dessous.

Tableau 21

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTB 3	1,33
HTB 2	1,42
HTB 1	1,59

Les valeurs $tg \varphi_{max}$ et $tg \varphi_{min}$ des seuils du rapport $tg \varphi$ par point de connexion sont convenues contractuellement par plage horaire entre gestionnaires de réseaux publics.

À défaut d'accord, le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est égal à la « valeur historique », définie comme étant la valeur maximale des $tg \varphi$ mensuelles constatée au point de connexion au cours des hivers 2006 à 2009, sans pouvoir excéder 0,4. Lorsque, à la date d'entrée en vigueur des présentes règles tarifaires, la valeur de ce terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est supérieure à la « valeur historique », le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est progressivement abaissé jusqu'à celle-ci par des baisses annuelles de 0,05. Ces baisses annuelles cessent de s'appliquer dès lors que le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est inférieur ou égal à 0,2.

Dans un délai d'un an après l'entrée en vigueur des présentes règles tarifaires, les gestionnaires de réseau concernés adaptent leur documentation technique de référence pour préciser les principes fixant les modalités d'évolution de cette valeur contractualisée, en prenant en compte, d'une part, des possibilités dont peut raisonnablement disposer le gestionnaire de réseau public de distribution pour maîtriser le réactif soutiré par son réseau et, d'autre part, des contraintes de tension identifiées, à un horizon de 5 à 10 ans, par le gestionnaires du réseau public injecteur.

Par dérogation, deux gestionnaires de réseaux publics peuvent contractualiser sur la base de seuils de puissance réactive fixes exprimés en MVAR par point de connexion. La documentation technique de référence applicable précise les modalités de détermination de ces seuils et de contrôle du respect de ces seuils à un pas de temps suffisamment représentatif. Ces modalités tiennent compte de la nature des contraintes de tension, identifiées à un horizon de 5 à 10 ans, ainsi que des possibilités dont peut raisonnablement disposer le gestionnaire de réseau public de distribution pour maîtriser l'énergie réactive fournie ou soutirée par son réseau.

12. Indexation de la grille tarifaire

Soit M le mois anniversaire de la date d'entrée en vigueur des présents tarifs.

Chaque année N à compter de l'année 2014, le niveau des composantes définies par les tableaux 1 à 2.2 et 4 à 21 ci-dessus est ajusté mécaniquement le 1^{er} jour du mois M , à l'exception des coefficients pondérateurs de puissance des composantes de soutirage ainsi que du coefficient c du tableau 4.

La grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} jour du mois M de l'année N est obtenue en ajustant la grille tarifaire en vigueur le mois précédent de l'évolution de l'indice des prix à la consommation hors tabac et d'un facteur d'apurement du compte de régulation des charges et des produits (CRCP).

12.1. Règle d'évolution

Pour le domaine de tension HTB, la grille tarifaire est ajustée mécaniquement du pourcentage suivant :

$$Z_N = IPC_N + K_N$$

Z_N : pourcentage d'évolution, arrondi au dixième de pourcent le plus proche, de la grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} jour du mois M de l'année N par rapport à celle en vigueur le mois précédent.

IPC_N : pourcentage d'évolution entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation hors tabac sur l'année calendaire $N-1$ et la valeur moyenne du même indice sur l'année calendaire $N-2$, tel que publié par l'INSEE (identifiant : 000641194).

K_N : facteur d'apurement du CRCP pour l'année N calculé sur la base du solde du CRCP au 31 décembre de l'année $N-1$ et des apurements déjà réalisés. La valeur absolue du coefficient K_N est plafonnée à 2 %.

12.2. Règles d'arrondi

Lors de l'ajustement des grilles tarifaires, les règles d'arrondi sont les suivantes :

- les coefficients des parties fixes des composantes annuelles des soutirages ainsi que des composantes annuelles de gestion et de comptage sont arrondis au centime d'euro le plus proche ;
- les autres coefficients soumis à l'ajustement sont arrondis au centième le plus proche de l'unité dans laquelle ils sont exprimés.

13. Dispositions transitoires applicables aux tarifs pour les domaines de tension HTB 1 et HTB 2

De la date d'entrée en vigueur des présents tarifs jusqu'à la modification des contrats d'accès au réseau public d'électricité, les modalités de modification de la puissance souscrite prévues dans ces contrats s'appliquent pour la puissance souscrite de chaque classe temporelle indépendamment les unes des autres.

Pendant une période d'apprentissage, qui s'étend de la date d'entrée en vigueur des présents tarifs jusqu'au 31 mars 2014, les règles relatives à la souscription de la puissance de soutirage et au choix de l'option tarifaire sont celles décrites aux sections 13.1 et 13.2 ci-dessous.

13.1. Fixation de l'option tarifaire et des puissances souscrites

Au début de la période d'apprentissage, l'utilisateur choisit une option tarifaire.

Au cours de la période d'apprentissage, chaque mois, l'utilisateur fixe la puissance souscrite de chaque classe temporelle.

En l'absence de fixation des puissances souscrites par l'utilisateur, la puissance souscrite d'une classe temporelle est fixée par défaut comme étant la plus élevée des deux valeurs suivantes :

- la valeur de la puissance souscrite de cette classe temporelle le mois précédent ;
- la moyenne des 3 puissances 10 minutes maximales atteintes sur 3 jours différents du mois au cours de cette classe temporelle.

Dans tous les cas, les puissances souscrites doivent respecter la contrainte d'ordre des puissances souscrites mentionnée aux sections 6.1.2 et 6.1.3.

A la fin de l'année civile d'entrée en vigueur des présents tarifs, l'utilisateur choisit un jeu de puissances souscrites et une option tarifaire qui seront réputés valables depuis le premier jour de la période d'apprentissage. Les différentes composantes tarifaires pour la période allant du premier jour de la période d'apprentissage jusqu'au dernier jour de l'année civile sont recalculées en utilisant ce jeu de puissances souscrites et cette option tarifaire.

A la fin de la période d'apprentissage, l'utilisateur choisit un nouveau jeu de puissances souscrites et une option tarifaire qui seront réputés valables depuis le premier jour de la période d'apprentissage. Les différentes composantes tarifaires pour l'ensemble de la période d'apprentissage sont recalculées en utilisant ce nouveau jeu de puissances souscrites et cette option tarifaire.

13.2. Application de la clause d'Ecrêtement grand froid

Si une période de froid très rigoureux a lieu au cours de la période allant du premier jour de la période d'apprentissage jusqu'au dernier jour de l'année civile d'entrée en vigueur des présents tarifs, l'écrêtement des dépassements de puissance correspondant n'est calculé qu'à la fin de l'année civile.

Si une période de froid très rigoureux a lieu au cours de la période allant du premier jour de l'année civile suivant l'entrée en vigueur des présents tarifs jusqu'au dernier jour de la période d'apprentissage, l'écrêtement des dépassements de puissance correspondant n'est calculé qu'à la fin de la période d'apprentissage.

En application de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la présente délibération sera publiée au *Journal Officiel* de la République française.

Fait à Paris, le 3 avril 2013

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Philippe de LADOUCKETTE