

Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 9 juillet 2013 sur les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

La directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, précise en son article 37 qu'il revient à l'autorité de régulation de « *fixer ou approuver, selon des critères transparents, les tarifs de transport ou de distribution ou leurs méthodes de calcul* ».

L'article L. 341-3 du code de l'énergie, entré en vigueur le 1^{er} juin 2011, confie à la CRE la compétence pour fixer les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE).

La CRE a engagé depuis 2010 les travaux de préparation des quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (« TURPE 4 »). Elle a organisé à cet effet quatre consultations publiques :

- Une première consultation en juillet 2010 qui portait sur la forme de la grille tarifaire¹ ;
- Une deuxième en mars 2012² sur la structure des tarifs ;
- Une troisième en juin 2012³ sur le cadre de régulation ;
- Une quatrième en novembre 2012⁴ qui portait sur l'ensemble des volets tarifaires (niveau, cadre tarifaire et structure).

Par une décision du 28 novembre 2012 (n° 330548, 332639, 332643 Société Direct Energie et Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication), le Conseil d'Etat a annulé le troisième tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (dit « TURPE 3 ») qui couvrait la période 2009-2013, en tant qu'il fixait les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

Compte tenu du caractère rétroactif de l'annulation et conformément à cette décision, la CRE a proposé aux ministres, par une délibération du 29 mars 2013, un nouveau TURPE dans le domaine de tension HTA ou BT pour la période du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013. Ce tarif rétroactif est fondé sur la couverture *ex post* de la totalité des charges comptables engagées par ERDF, augmentée de la rémunération des capitaux propres.

¹ Le document de consultation ainsi que la synthèse des réponses des acteurs sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/consultation-publique-de-la-cre-sur-la-structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>.

² Le document de consultation ainsi que la synthèse des réponses des acteurs sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite>.

³ Le document de consultation ainsi que la synthèse des réponses des acteurs sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/cadre-de-regulation-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>.

⁴ Le document de consultation ainsi que la synthèse des réponses des acteurs sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/quatriemes-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>.

Ce tarif (dit « TURPE 3 HTA/BT Rétroactif ») a été adopté par une décision explicite des ministres du 24 mai 2013 et publié au *Journal officiel* de la République française le 26 mai 2013.

Souhaitant poursuivre ses travaux afin d'élaborer une méthodologie tarifaire tenant compte de la décision du Conseil d'Etat précitée et appropriée à une application dans la durée, la CRE a décidé de différer au 1^{er} janvier 2014 l'entrée en vigueur du prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité TURPE HTA/BT (« TURPE 4 HTA/BT ») et de prolonger du 1^{er} août au 31 décembre 2013 l'approche proposée aux ministres dans le cadre du TURPE 3 HTA/BT Rétroactif. Ce tarif, fixé conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, a été transmis aux ministres le 28 mai 2013.

En revanche, dans la mesure où les tarifs HTB n'étaient pas affectés par la décision du Conseil d'Etat, la délibération portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB (« dit TURPE 4 HTB ») a été adoptée conformément au calendrier initial des travaux, le 3 avril 2013 et publiée au Journal officiel le 30 juin 2013. Ces tarifs entreront en vigueur le 1^{er} août 2013.

Par la présente consultation publique, la CRE entend soumettre à l'appréciation des acteurs de marché les méthodologies tarifaires qu'elle est susceptible de retenir dans le cadre de la fixation du prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (dit « TURPE 4 HTA/BT ») et destiné à s'appliquer à compter du 1^{er} janvier 2014 ainsi que les évolutions tarifaires qui en découleraient.

Par ailleurs, afin de mieux tenir compte des préoccupations exprimées dans la lettre d'orientations de la ministre chargée de l'énergie du 10 octobre 2012, la CRE soumet à consultation une nouvelle grille tarifaire intégrant la suppression de l'option Moyenne Utilisation sans Différenciation Temporelle des tarifs BT ≤ 36 kVA.

Table des matières

A. Méthodologie de calcul des charges de capital	4
1. Les objectifs poursuivis par la CRE.....	4
1.1. <i>Prendre en compte les spécificités des concessions de distribution publique d'électricité</i>	4
1.2. <i>Assurer la capacité du gestionnaire de réseau à soutenir durablement une trajectoire d'investissement à la hausse</i>	7
1.3. <i>Créer un cadre tarifaire favorable à l'investissement</i>	7
2. Méthodologie de calcul des charges de capital.....	10
2.1. <i>Méthode demandée par ERDF</i>	10
2.2. <i>Méthode alternative</i>	12
B. Charges à couvrir par les tarifs	16
1. Trajectoire d'investissement.....	16
2. Charges nettes d'exploitation.....	18
2.1. <i>Charges nettes de fonctionnement</i>	18
2.2. <i>Charges liées à l'exploitation du système électrique</i>	20
2.3. <i>Produits extratarifaires</i>	21
3. Accès au réseau public de transport.....	21
4. Solde des incitations à la fin 2012.....	21
5. Volumes d'énergie acheminée.....	21
6. Revenu et évolution tarifaires prévisionnels.....	22
6.1. <i>Demande d'ERDF</i>	22
6.2. <i>Méthode alternative</i>	22
6.3. <i>Date des mouvements tarifaires</i>	23
C. Structure tarifaire	23
1. Rappel des travaux tarifaires relatifs à la structure du TURPE.....	23
2. Orientations de politique énergétique relatives à la structure des options tarifaires TURPE proposées aux utilisateurs raccordés au domaine de tension BT ≤ 36 kVA.....	24
3. Les grilles tarifaires présentées dans le cadre de la consultation publique du 6 novembre 2012.....	24
3.1. <i>Implications de la nouvelle méthodologie</i>	24
3.2. <i>Le cas des usagers du chauffage électrique</i>	24
4. Option envisagée : suppression de l'option Moyenne Utilisation sans Différenciation Temporelle.....	25
5. Evolutions de facture induite par le projet de grille tarifaire.....	25
D. Synthèse des questions	27
E. Modalités de la consultation publique	28
Annexe 1 : Projet de grille tarifaire pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT ≤ 36 kVA	29
Annexe 2 : Projet de règles tarifaires pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT	30
Annexe 3 : Demande formelle d'ERDF transmise à la CRE par courrier en date du vendredi 5 juillet	50

A. Méthodologie de calcul des charges de capital

1. Les objectifs poursuivis par la CRE

1.1. Prendre en compte les spécificités des concessions de distribution publique d'électricité

Depuis la loi du 5 avril 1884 relative à l'organisation municipale, les communes sont compétentes pour organiser les services publics locaux, dont la distribution d'électricité est partie intégrante. Cette loi a, depuis, été modifiée plusieurs fois et codifiée dans le code général des collectivités territoriales.

Ce rôle d'autorité concédante a été confirmé par l'article 6 de la loi du 15 juin 1906, relative à la distribution publique d'électricité, qui a fait des communes et des syndicats formés de plusieurs communes, les premières autorités concédantes de la distribution publique d'électricité. Cette même loi a également fait de la concession le principal mode de gestion du service public de la distribution d'électricité.

La loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, puis la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, ont maintenu ce mode de gestion de la distribution publique d'électricité par les autorités concédantes. Ces lois ont depuis été modifiées plusieurs fois et codifiées dans le code de l'énergie.

L'article L. 111-52 en ce qui concerne les gestionnaires de réseaux de distribution, et les articles L. 322-1 et suivants de ce code en ce qui concerne les autorités concédantes prévoient notamment les dispositions suivantes :

- « Les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité sont, dans leur zone de desserte exclusives respectives : la société gestionnaire des réseaux publics de distribution issue de la séparation entre les activités de gestion de réseaux publics de distribution et les activités de production ou de fourniture exercées par Electricité de France [...]. » ;
- « Les autorités organisatrices d'un réseau public de distribution sont définies à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. [...] la concession de la gestion d'un réseau public de distribution d'électricité est accordée par ces autorités organisatrices. » ;
- « Le gestionnaire d'un réseau public de distribution d'électricité exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges pour les concessions [...]. » ;
- « Sous réserve des dispositions de l'article L. 324-1, les ouvrages des réseaux publics de distribution [...] appartiennent aux collectivités territoriales ou à leurs groupements désignés au IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. Toutefois, la société gestionnaire du réseau public de distribution, issue de la séparation juridique imposée à Electricité de France par l'article L. 111-57, est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite. » ;
- « Les autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité ont la faculté de faire exécuter en tout ou en partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution. Les dispositions relatives à la maîtrise d'ouvrage par ces autorités sont énoncées aux articles L. 2224-31 et L. 3232-2 du code général des collectivités territoriales. »

Les autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité (appelées ci-après « les concédants ») sont donc propriétaires des réseaux publics de distribution (à l'exception des postes de transformation HTB/HTA qui sont la propriété d'ERDF) et concèdent leur gestion à ERDF au travers de contrats de concession. Les concédants exercent également la maîtrise d'ouvrage de certains travaux sur les réseaux (principalement sur les réseaux BT en zone rurale), ERDF restant maître d'ouvrage de la majorité des travaux (principalement sur les réseaux BT en zone urbaine et les réseaux HTA).

Ces spécificités ont des conséquences comptables comme l'illustrent les postes spécifiques du bilan définis dans l'annexe des comptes sociaux d'ERDF.

Extraits de l'annexe des comptes sociaux d'ERDF

Immobilisations du domaine propre

« L'essentiel des immobilisations du domaine propre est constitué des postes sources et des ouvrages nécessaires à leur exploitation (certains ouvrages des agences de conduite régionale notamment). »

Immobilisations du domaine concédé

« De par la loi, ERDF est le concessionnaire unique chargé de l'essentiel des réseaux de distribution publique en France, dont les concédants sont les collectivités locales (communes ou syndicats de communes). Le reste du territoire (5% des points de livraison) est desservi par les distributeurs non nationalisés (régies, SICAE, ...).

L'enregistrement de l'ensemble des biens de la concession est porté à l'actif du bilan quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par ERDF, et ouvrages remis par les concédants) et l'origine du financement. La société :

- exploite les ouvrages à ses risques et périls sur toute la durée de la concession ;
- assume la majeure partie des risques et avantages, tant techniques qu'économiques sur la durée de vie de l'infrastructure du réseau. »

Comptes spécifiques des concessions

« Ces passifs sont représentatifs des droits et obligations contractuels des cahiers des charges des concessions et sont annuellement présentés aux concédants :

- l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant, s'agissant des biens pour lesquels ERDF est maître d'ouvrage du renouvellement ;
- la provision pour renouvellement, assise sur la différence entre la valeur de renouvellement à capacité et fonctionnalités identiques à la date d'arrêté des comptes et la valeur d'origine, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession ;
- le financement du concessionnaire non amorti, comptabilisé en valeur historique, les contrats prévoyant par ailleurs que ce financement fasse l'objet d'une réévaluation en cas de fin de concession.

Lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont soldés et comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision est repris en résultat.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

Dans ces conditions, les droits du concédant à récupérer gratuitement les biens existants croissent au fur et à mesure du renouvellement des biens.

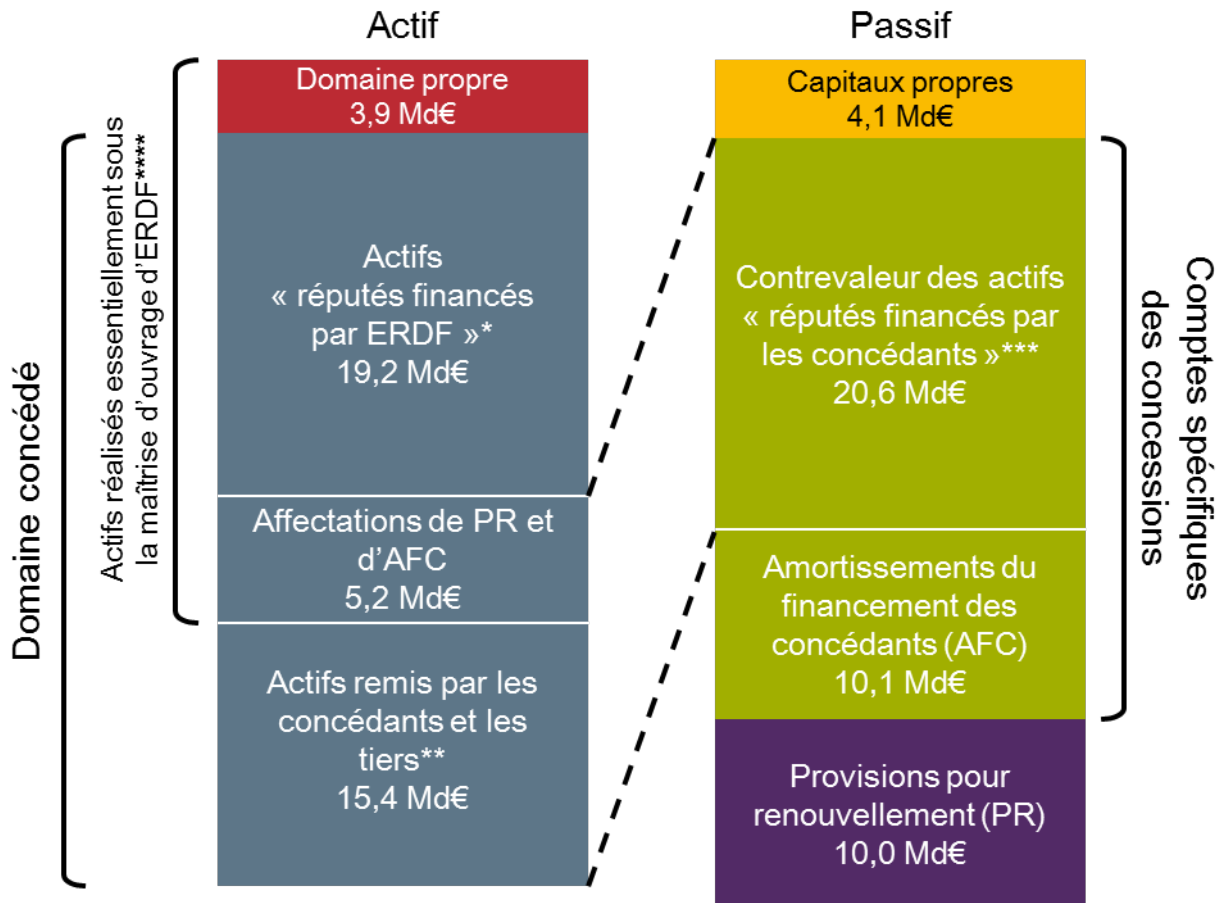
Les comptes de passifs spécifiques des concessions comprennent les droits sur les biens existants et l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant au titre des biens à renouveler. »

Provision pour renouvellement

« Cette provision, destinée au renouvellement des ouvrages avant le terme de la concession, est assise sur la différence entre la valeur de remplacement de ceux-ci à fonctionnalités et capacité identiques et leur valeur d'origine. Elle est constituée sur la durée de vie de l'ouvrage et vient compléter les charges d'amortissement industriel.

La valeur de remplacement fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. »

Le haut de bilan d'ERDF peut ainsi être schématisé de la façon suivante (montants à la fin de 2012) :



* Les actifs « réputés financés par le concessionnaire (ERDF) » correspondent au montant du financement du concessionnaire non amorti.

** Cette distinction entre les actifs remis par les concédants et les tiers et les affectations de PR et d'AFC résulte d'une analyse extracomptable.

*** Il s'agit de biens « réputés financés par le concédant » car lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement du concédant constitués au titre du bien remplacé sont considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. Ce montant peut également être qualifié de « droits des concédants sur les actifs existants ».

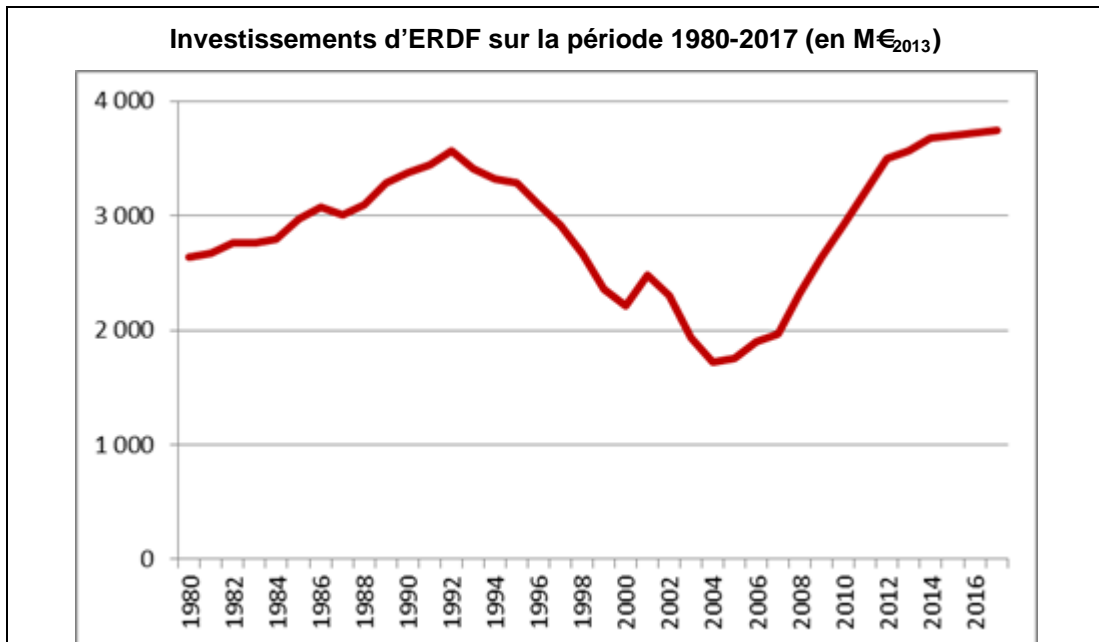
**** Les actifs réalisés essentiellement sous maîtrise d'ouvrage ERDF correspondent à la « base d'actifs régulés financés par le gestionnaire de réseau » dans la méthode ERDF décrite au paragraphe 2.1.

Dans sa décision, le Conseil d'Etat a considéré « *qu'en s'abstenant [...], pour déterminer le coût moyen pondéré du capital, de prendre en considération les « comptes spécifiques des concessions », qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat, dont le montant, au passif du bilan de la société ERDF, était de 26,3 milliards d'euros au 31 décembre 2008, ainsi que les « provisions pour renouvellement des immobilisations », dont le montant était de 10,6 milliards d'euros, la CRE et les ministres ont retenu, ainsi que cela ressort du rapport du consultant du 13 juillet 2012, une méthode erronée en droit et, ainsi, méconnu les dispositions précitées du premier alinéa du II de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et l'article 2 du décret du 26 avril 2001* ». Il est précisé dans l'analyse parue aux tables du recueil Lebon que cette erreur de droit réside dans « *l'absence de toute prise en compte, pour le calcul du coût moyen pondéré du capital de la société ERDF* » de ces deux postes de passif, qui représentaient pourtant des montants très importants.

Il est donc nécessaire, afin de se conformer aux motifs de la décision du Conseil d'Etat, que la méthodologie de calcul des charges de capital prenne en compte les spécificités des concessions de distribution publique d'électricité.

1.2. Assurer la capacité du gestionnaire de réseau à soutenir durablement une trajectoire d'investissement à la hausse

Après une baisse quasi continue depuis le début des années 1990 et l'atteinte d'un minimum d'investissement en 2004, ERDF est entré dans un nouveau cycle d'investissement.



L'augmentation des besoins d'investissement est expliquée par plusieurs facteurs.

Pour faire face à la détérioration de la durée moyenne de coupure, les perspectives d'investissement en faveur de la qualité présentées par ERDF sont orientées à la hausse. Ces investissements sont dirigés vers les actions qui concourent à la fois au renouvellement, à la fiabilisation et à la sécurisation des réseaux. ERDF indique ainsi qu'il prévoit d'affecter prioritairement ses investissements dans les réseaux HTA au travers d'enfouissements ciblés de réseau aérien et du renouvellement de réseau souterrain vétuste.

Par ailleurs, le développement de la production décentralisée modifie profondément la structure des réseaux. Les réseaux électriques ont en effet été conçus à l'origine pour acheminer l'électricité produite de façon centralisée vers les zones de consommation. Ainsi, l'insertion des nouvelles installations de production décentralisée nécessite des travaux de renforcement afin de permettre un fonctionnement bidirectionnel des réseaux électriques.

Enfin, en complément de ces investissements et afin de mieux répondre aux enjeux liés aux nouveaux modes de production et de consommation, les gestionnaires des réseaux de distribution sont également engagés dans des démarches de modernisation des réseaux. Cette modernisation passera par une plus grande automatisation de l'exploitation du réseau, ce qui concourra notamment à l'amélioration de la qualité d'alimentation. Elle concernera également les dispositifs de comptage.

Question 1 : Partagez-vous l'analyse qui précède sur l'augmentation des besoins d'investissement ?

1.3. Créer un cadre tarifaire favorable à l'investissement

1.3.1. Stabilité et lisibilité

La CRE estime que la création d'un cadre tarifaire propice aux investissements nécessite que celui-ci soit stable et lisible.

En effet, s'agissant d'investissement sur longue période (typiquement 40 ans), les apporteurs de capitaux que sont les actionnaires et les prêteurs ont besoin de stabilité et de lisibilité. En leur absence, non seulement les prêteurs et les actionnaires seront réticents à apporter de nouvelles ressources financières,

mais les actionnaires auront tendance à limiter les investissements de l'entreprise par crainte d'une modification du cadre tarifaire.

1.3.2. Une rémunération marginale qui incite à l'investissement

Le taux de rémunération marginal des nouveaux investissements correspond au surcroît de rémunération rapporté au montant d'un nouvel investissement⁵.

Ce taux de rémunération marginal des nouveaux investissements peut être comparé au rendement qu'il serait possible d'obtenir, à niveau de risque équivalent, en affectant différemment les ressources financières.

On peut ainsi définir un coût d'opportunité du capital comme le taux en deçà duquel un investisseur considère qu'il n'a pas intérêt à affecter ses ressources au projet considéré.

Au-delà des critères de stabilité et de lisibilité, il convient que la rémunération des nouveaux investissements couvre le coût d'opportunité du capital ainsi défini, à défaut de quoi le gestionnaire de réseau pourrait à terme être incité à investir à un niveau inférieur à celui permettant d'assurer une qualité de service optimale aux utilisateurs.

Dans la méthode de TURPE 3 HTA/BT rétroactif, la rémunération d'ERDF est uniquement constituée de la rémunération des capitaux propres comptables constatés *ex post*. L'évolution du montant de capitaux propres comptables étant indépendante des investissements réalisés, la rémunération marginale des nouveaux investissements est nulle, ce qui est une contre incitation à l'investissement.

Question 2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité que la rémunération marginale incite à investir ?

Question 3 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'absence d'incitation à investir dans la méthode de couverture des charges de capital du TURPE 3 HTA/BT ?

1.3.3. Principaux enseignements de l'étude des pratiques européennes de régulation

Afin d'enrichir sa réflexion, la CRE a étudié les systèmes de régulation mis en œuvre dans les autres pays européens. Elle a mandaté en particulier deux études, l'une portant sur la comparaison internationale des mécanismes de régulation incitative et l'autre sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures d'électricité et de gaz naturel, auprès de consultants externes qui lui ont permis d'avoir un panorama global des approches tarifaires adoptées dans les différents pays européens. La CRE a également mené en mars 2013 une étude interne sur la propriété et le financement de l'activité de distribution d'électricité à laquelle 16 régulateurs européens ont répondu. La CRE s'est également appuyée sur l'étude menée en 2013 dans le cadre des travaux du Conseil des Régulateurs Européens de l'Énergie (CEER) sur les conditions d'investissement dans le transport et la distribution d'électricité et de gaz naturel en Europe. L'ensemble de ces travaux ont permis de dégager les constats suivants.

a. Une rémunération assise sur la valeur des actifs

Les différentes études montrent que la quasi-totalité des régulateurs européens⁶ ont aujourd'hui recours à une approche de tarification reposant sur l'application d'un taux de rémunération à une base d'actifs régulés (BAR).

Historiquement, l'approche tarifaire de type « *cost-plus* » était majoritairement utilisée en Europe. Dans cette approche, les régulateurs couvraient l'ensemble des charges constatées de l'opérateur plus une marge. Toutefois, ce mécanisme de régulation n'incitait pas l'opérateur à être efficace, en particulier à maîtriser ses coûts.

⁵ Dans le cadre des approches adoptées classiquement par les autres régulateurs européens (cf. section 1.3.3.) le taux de rémunération marginal des nouveaux investissements est égal au Coût Moyen Pondéré de Capital (CMPC).

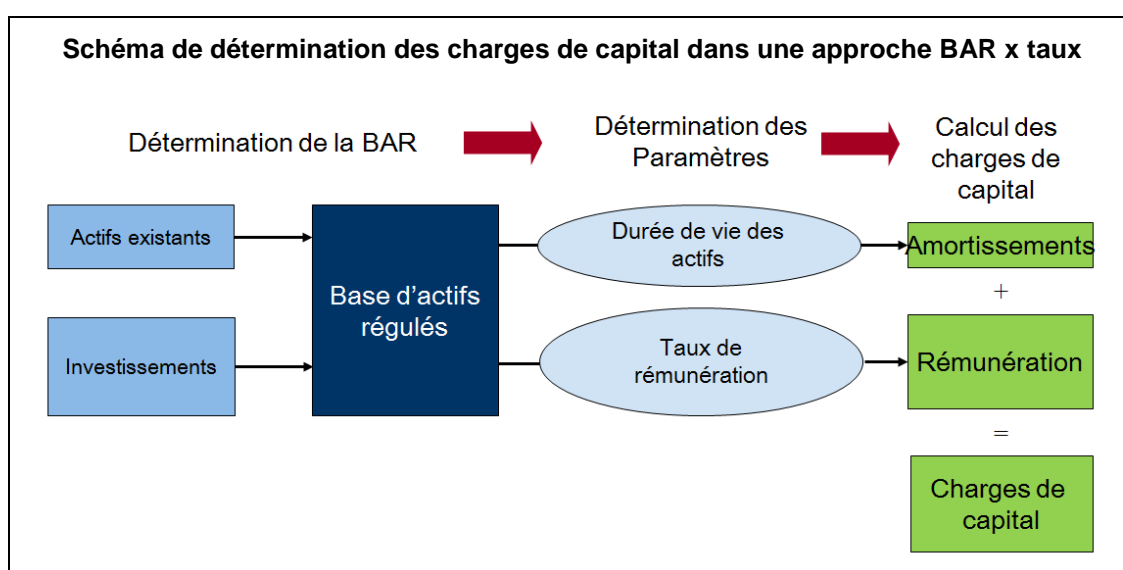
⁶ L'enquête réalisée par le CEER sur les conditions d'investissements (avril 2013) indique que les 20 pays ayant répondu utilisent une base d'actifs régulés dans le calcul du tarif.

Le choix d'un mode de rémunération assis sur la valeur des actifs facilite la mise en place de mécanismes de régulation incitative sur les investissements. La régulation incitative, s'attachant à améliorer l'efficacité, la performance économique et la qualité de service, a été mise en place initialement au Royaume-Uni dans les années 1990 et s'est depuis développée dans la plupart des pays européens.

Le choix de cette méthode présente l'avantage de lier le niveau de rémunération à la valeur des actifs mis-en service et donc d'établir un lien direct entre rémunération du gestionnaire de réseau et le service rendu à l'utilisateur. En effet, le principal service offert par le gestionnaire de réseaux consiste à mettre à la disposition d'un utilisateur, au point de connexion et à tout moment, un niveau de puissance égal à la puissance souscrite. La qualité et la continuité de ce service rendu dépend, pour l'essentiel, de la quantité et de la qualité des ouvrages qui constituent le réseau et donc du montant d'actifs en service. Ce mode de rémunération permet donc un meilleur alignement des intérêts des utilisateurs et du gestionnaire de réseau.

De surcroît, la généralisation de ce mode de rémunération facilite pour les régulateurs les exercices de comparaison et permet ainsi de s'appuyer sur des comparables pour définir le niveau de rémunération adéquat de ces monopoles.

Ce choix d'asseoir la rémunération du gestionnaire de réseau sur la valeur des actifs mis en service permet par ailleurs aux investisseurs d'avoir une meilleure visibilité sur les perspectives de l'entreprise.



b. Le fait de ne pas être propriétaire des actifs ne constitue pas en soi un obstacle à une rémunération assise sur la valeur des actifs

L'examen des cadres de régulation européens montre une grande diversité des situations quant à l'actionariat des gestionnaires de réseaux de distribution, à la propriété des actifs et à leur financement.

Les études susmentionnées ont permis d'identifier deux autres cas que la France dans lesquels les actifs, en tout ou partie, ne sont pas la propriété des gestionnaires de réseau de distribution, et font l'objet d'un régime de concession :

- au Portugal, les actifs sont la propriété de l'Etat ou des collectivités territoriales selon leur niveau de tension. Ils sont gérés dans le cadre de contrats de concession par le GRD, qui finance l'intégralité des investissements ;
- en Italie, les actifs sont en partie détenus par les opérateurs et en partie par les collectivités locales. Les gestionnaires de réseau les exploitent au travers d'un contrat de concession et financent la majorité des investissements sur le réseau.

Dans le cas de l'Allemagne, les actifs sont gérés dans le cadre de contrats de concession avec les collectivités territoriales, mais sont la propriété du GRD ou de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) à laquelle il appartient.

En République Tchèque, les collectivités locales détiennent une partie des actifs et financent une partie des investissements. Ces actifs sont exploités par les GRD dans le cadre de contrats de location mais ne sont pas inclus dans la base d'actifs régulés.

Néanmoins, les travaux menés par la CRE n'ont pas mis en lumière l'existence de mécanisme similaire au système français avec des niveaux significatifs d'investissements sous maîtrise d'ouvrage des collectivités territoriales.

Dans tous ces pays, la couverture des charges de capital par le tarif d'utilisation des réseaux de distribution s'appuie sur l'application d'un taux de rémunération du capital à la BAR.

c. Les modalités de calcul de la BAR ne tiennent en général pas compte du régime de propriété des actifs

En Italie et au Portugal, les actifs concédés sont inclus dans la BAR.

Dans la plupart des pays européens, les investissements financés par les tiers, tels que les raccordements sont déduits de la BAR. Cependant, en Italie et en République Tchèque, les frais de raccordement sont inclus avec une décote de 80%.

d. Un niveau de rémunération fondé sur un échantillon de comparables ou sur la théorie économique

Selon l'étude du CEER, 18 régulateurs sur 20 utilisent la méthodologie du coût moyen pondéré du capital pour déterminer le taux de rémunération. Ils se basent presque tous sur des paramètres calculés de façon normative à partir d'un échantillon de comparables cotés ou à l'aide de la théorie économique. Seules l'Allemagne et la Lettonie prennent en compte la structure effective du passif du GRD (au-delà d'un taux limite de levier fixé à 60% dans le cas de l'Allemagne).

2. Méthodologie de calcul des charges de capital

Compte tenu des objectifs poursuivis par la CRE et des enseignements qu'il est possible de tirer des expériences des autres pays européens, la CRE a examiné plusieurs évolutions possibles du cadre tarifaire.

Deux méthodologies sont considérées ci-après. Elles sont susceptibles d'évoluer à la lumière des résultats de la consultation publique.

2.1. Méthode demandée par ERDF

La demande formelle d'ERDF reprise ci-dessous a été transmise à la CRE par courrier en date du vendredi 5 juillet 2013 pour conclure les échanges engagés avec la CRE sur la méthodologie tarifaire. Le détail chiffré de cette demande se trouve en annexe 3.

« Un tarif stable, lisible et qui incite les opérateurs à investir

Certains principes relatifs au cadre tarifaire sont essentiels à la poursuite de l'activité des gestionnaires de réseaux.

Ainsi ERDF préconise une méthode garantissant la stabilité, la lisibilité, et incitative pour investir.

Dans l'intérêt des gestionnaires et des utilisateurs des réseaux, le type d'approche communément utilisé en Europe pour fonder la rémunération des opérateurs de réseaux (téléphonie, électricité, gaz), doit être privilégié.

Pour autant, il convient de tenir compte de la spécificité de la situation du service public de la distribution en France, où l'effort d'investissement sur le réseau est partagé entre gestionnaires de réseaux, autorités concédantes et tiers.

Ce cadre général facilitera également le financement de grands projets innovants, tels que Linky.

1. Base d'actifs régulée financée par le gestionnaire de réseau

Le gestionnaire de réseaux de distribution doit être rémunéré sur les biens qu'il a effectivement financés.

La base d'actifs régulée (BAR) financée par le gestionnaire de réseau, telle qu'elle est proposée, exclut donc les ouvrages qui ont été financés par les autorités concédantes ou par des tiers.

De ce fait, cette base d'actifs régulée est définie comme la valeur nette de l'ensemble des actifs gérés par le gestionnaire de réseaux de laquelle est déduite la valeur nette comptable des financements des concédants et des tiers (cf. infra).

La base d'actifs régulée financée par le concessionnaire devrait s'élever au 1^{er} janvier 2014 à 29,7 Md€. Elle progresse au rythme des investissements réalisés par le gestionnaire de réseau et diminue des dotations aux amortissements des actifs qui la constituent.

2. Taux de rémunération de la base d'actifs régulée financée par le concessionnaire

L'enjeu est d'adresser un signal économique adapté, afin d'encourager tout actionnaire avisé à investir.

La méthode aujourd'hui communément utilisée pour les activités régulées en France (transport d'électricité et de gaz, distribution du gaz) et par les différents secteurs régulés en Europe (téléphonie, électricité, gaz...), s'appuie sur le modèle MEDAF, avec un taux d'endettement normatif.

Cette méthode est cohérente avec la notion de « gestionnaire de réseau efficace ». En vertu de cette méthode, la structure réelle de l'opérateur peut donc être différente de la structure normative retenue.

ERDF propose donc de retenir comme taux de rémunération celui adopté pour le TURPE4 HTB : 7,25% nominal avant impôts.

ERDF rappelle cependant que le taux de rémunération retenu pour la distribution, en particulier dans le cadre juridique et concessif français dont la complexité a été récemment soulignée par la Cour des Comptes, devrait être supérieur à celui retenu pour le transport. Les comparaisons de coût moyen pondéré du capital (CMPC) mettent d'ailleurs en évidence que, dans la majorité des autres pays européens, l'activité de distribution bénéficie d'un taux de rémunération plus élevé que l'activité de transport.

3. Rémunération des immobilisations en cours

ERDF propose que les immobilisations en cours soient rémunérées au même taux que la base d'actifs régulée financée par le concessionnaire.

En effet, les immobilisations en cours mobilisent des capitaux au même titre que les actifs en service.

Les immobilisations en cours au 1^{er} janvier 2014 devraient s'élever à 1,2 Md€.

4. Dotations aux amortissements

Les dotations aux amortissements des actifs qui composent la base d'actifs régulée financée par le gestionnaire de réseau sont couvertes.

La méthode proposée conduit à ne faire couvrir par le tarif, ni la provision pour renouvellement, ni les amortissements des financements des concédants et des tiers. Ainsi, la cohérence entre les amortissements tarifés et les actifs rémunérés sera assurée et chaque charge de capital ne sera bien payée qu'une seule fois par les utilisateurs.

5. La rémunération du risque d'exploitation sur la base d'actifs régulée financée par les concédants et les tiers

Du fait du cadre concessif, ERDF exploite des actifs financés par les autorités concédantes et les tiers et fait face, à ce titre, à des risques d'exploitation.

La base d'actifs régulée financée par les concédants et les tiers est définie comme la valeur nette comptable des financements initiaux des concédants arrêtés au 31 décembre 2004 (cf. exposé des motifs de la décision tarifaire TURPE 2), à laquelle s'ajoute la valeur nette comptable des ouvrages remis par les concédants et les tiers depuis le 1^{er} janvier 2005.

La base d'actifs régulée financée par les concédants et les tiers devrait s'élever au 1^{er} janvier 2014 à 15,8 Md€ : elle progresse au rythme des investissements réalisés par les concédants et les tiers et diminue des dotations aux amortissements des actifs qui la constituent.

ERDF propose de rémunérer cette base d'actifs à un taux minimal de 1%, fonction du risque d'exploitation, cohérent avec la rémunération des activités de service et avec le modèle proposé.

6. Traitements tarifaires passés

La mise en œuvre d'un modèle tarifaire pour les charges de capital, différent du précédent, doit conduire à la prise en compte des traitements tarifaires passés (périmètre des amortissements couverts, couverture des dotations à la provision pour renouvellement et traitements des financements externes). Pour le modèle proposé par ERDF, cette mise en cohérence conduirait à un écart en faveur des utilisateurs du réseau de distribution, estimé par ERDF à 0,8 Md€. »

Question 4 : Pensez-vous que la segmentation de la BAR fondée essentiellement sur la maîtrise d'ouvrage permet une correcte prise en compte des spécificités concessives ? Ou pensez-vous qu'il faille retraiter de la BAR l'ensemble des actifs réputés financés par les concédants ?

Question 5 : Pensez-vous que l'utilisation du CMPC normatif appliqué à la BAR définie par ERDF au paragraphe 2 de sa demande permet une correcte prise en compte des spécificités concessives ?

Question 6 : Que pensez-vous, dans le cadre d'une telle approche, de la « rémunération du risque d'exploitation » définie par ERDF au paragraphe 5 de sa demande ? Quelle est votre appréciation sur le niveau de cette rémunération ?

Question 7 : Que pensez-vous de l'indication d'ERDF selon laquelle les provisions pour renouvellement ne sont pas couvertes dans cette méthode ?

Question 8 : Le retraitement tarifaire proposé par ERDF est lié pour une large part à une restitution des dotations aux provisions pour renouvellement et à l'amortissement du financement des concédants des tarifs antérieurs. Que pensez-vous de ces « traitements tarifaires passés » ?

Question 9 : Avez-vous d'autres remarques sur la méthode proposée par ERDF ?

2.2. Méthode alternative

2.2.1. Principes de la méthode alternative

Comme indiqué précédemment, l'approche classiquement adoptée consiste à appliquer un taux de rémunération à une base d'actifs régulés (BAR).

Compte tenu des spécificités de la comptabilité des concessions et du bilan d'ERDF, la CRE introduit ici une méthode qui décompose le taux de rémunération habituellement appliqué en un taux sans risque et une marge raisonnable. Cette marge reflète le coût du risque perçu par les investisseurs et rémunère le fait que le concessionnaire gère les actifs à ses risques et périls.

En l'absence de dettes financières, le taux sans risque est appliqué aux seuls capitaux propres régulés, lesquels sont définis comme la différence entre, d'une part, la valeur nette des actifs de réseau en service, et d'autre part, les passifs de concession, la dette financière et les subventions d'investissement. L'intérêt de cette notion de capitaux propres régulés par rapport à des capitaux propres comptables est de créer un lien entre niveau de rémunération et niveau d'investissement et donc de renforcer l'incitation à investir (cf. section 2.2.8.).

La marge raisonnable est appliquée à l'ensemble des actifs gérés. Cette approche présente l'avantage d'être homogène à l'approche classique adoptée par les autres régulateurs ce qui permet de s'appuyer sur des comparables pour fixer le niveau de cette marge et de créer un lien entre le niveau de rémunération et le niveau d'actifs en service (et donc du service rendu à l'utilisateur).

2.2.2. Composants de la méthode alternative

La méthode alternative consiste à couvrir les charges de capital suivantes :

- la part « rémunération » des charges de capital, scindée en trois composantes :

- le taux sans risque appliqué aux capitaux propres régulés ;
- le coût de la dette financière (le cas échéant) ;
- une « marge raisonnable » appliquée aux actifs gérés ;
- les dotations aux amortissements et aux provisions pour renouvellement.

2.2.3. Rémunération des capitaux propres régulés

Les capitaux propres régulés sont fixés comme la différence entre, d'une part, la valeur nette des actifs de réseau en service au 1^{er} janvier de l'année, et d'autre part, les passifs de concession, la dette financière et les subventions d'investissement, soit 5,1 Md€ en moyenne sur la période 2014-2017. A ce stade, le montant des capitaux propres régulés ne prend pas en compte les immobilisations en cours.

La rémunération des capitaux propres régulés inclut :

- la rémunération au taux sans risque ;
- l'impôt sur les sociétés.

Sur la base d'un taux sans risque de 4% et d'un taux d'IS de 34,43%, le taux de rémunération nominal avant IS des capitaux propres régulés serait donc égal à 6,1% ($= 4\% / (1 - 34,43\%)$).

2.2.4. Coût de la dette financière

L'assiette de calcul du coût de la dette est égale au montant de dettes financières contractées par ERDF.

Sur la période 2014-2017, ERDF ne prévoit pas à ce stade de recourir à des emprunts pour financer ses investissements (exception faite des investissements qui sont porteurs de développement pour ERDF dont pourrait par exemple relever le déploiement généralisé des compteurs communicants). Il est toutefois à noter que tout écart de charges de capital dû à un montant de dette financière différent des prévisions sera couvert au CRCP.

2.2.5. Marge sur actifs gérés

Dans les conditions d'exploitation normale du réseau, le tarif doit ainsi procurer à ERDF une « marge raisonnable » dans la mesure où il exploite le réseau concédé, y compris en ce qui concerne les ouvrages remis par les concédants, à ses risques et périls.

Les régulateurs européens établissent les taux de rémunération des actifs en prenant en compte le fait que les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité ont financé les réseaux. Ils tiennent compte :

- du taux sans risque
- et de la marge que peut attendre un investisseur pour ce type d'activité.

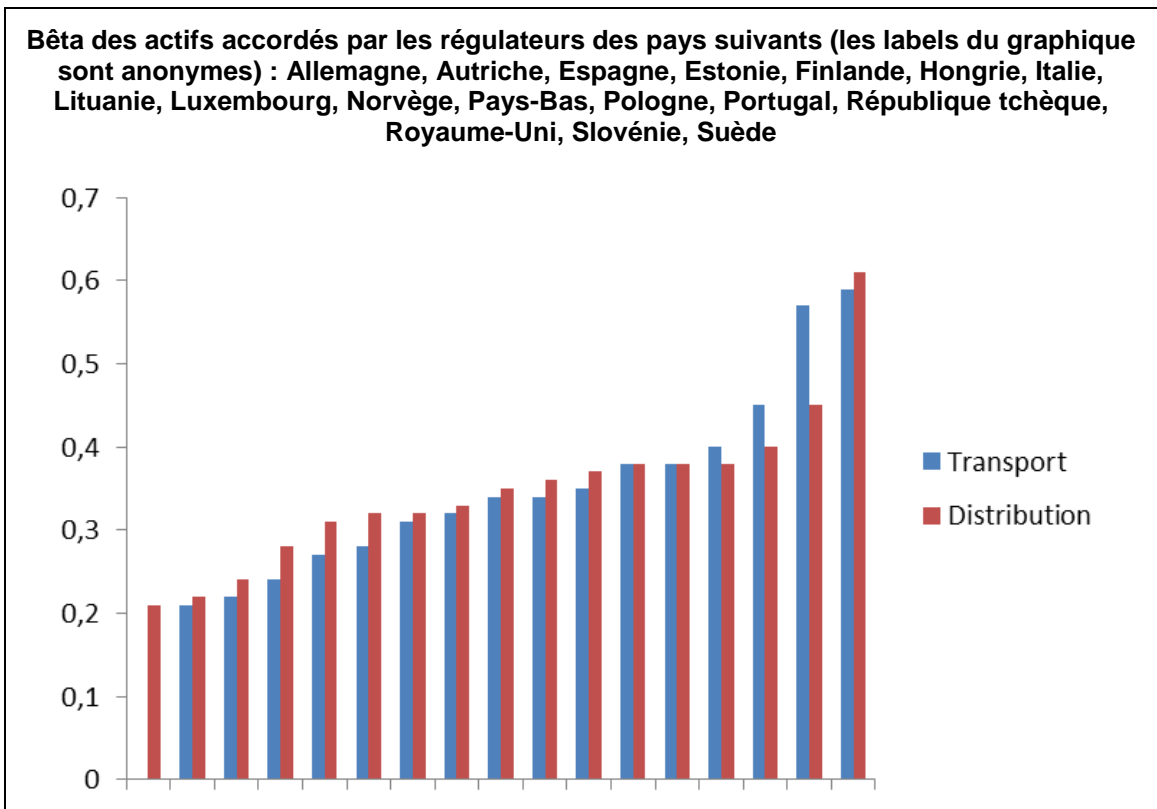
Dès lors que l'on considère qu'ERDF n'a pas de charges financières, et que le taux sans risque doit être appliqué aux seuls capitaux propres régulés, seule la part de la rémunération qui correspond à la marge doit être prise en considération.

Par analogie, la CRE estime que la meilleure façon de mesurer le niveau de « marge raisonnable » correspondant à l'activité de distribution consiste à retenir le paramètre bêta retenu pour déterminer le CMPC selon la méthode habituelle.

La CRE a réexaminé le paramètre bêta en se fondant sur :

- l'étude confiée 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 ;
- et de travaux menés en interne, au cours desquels elle a actualisé les données relatives aux bêtas utilisés par les autres régulateurs européens.

Compte tenu de ces travaux, la CRE constate que le niveau de bêta de 0,33 retenu pour le tarif TURPE 4 HTB se situe toujours dans la fourchette de valeurs raisonnables.



La marge avant impôt s'appliquant à la valeur nette comptable des actifs exploités par ERDF s'exprime ainsi :

$$\text{Marge d'ERDF} = \text{Bêta des actifs} \times \text{Prime de marché} / (1 - \text{Taux d'IS})$$

Sur la base d'une prime de marché de 5% et d'un taux d'IS de 34,43%, la marge sur actifs gérés serait donc de 2,5% nominal avant IS (soit 1,65% nominal après IS).

Le montant des actifs gérés auquel s'appliquerait cette marge est égal à la valeur nette des immobilisations hors immobilisations financières et immobilisations en cours (48,2 Md€ en moyenne sur la période 2014-2017).

2.2.6. Niveau moyen résultant pour la période du TURPE 4

<i>Moyenne sur la période 2014-2017</i>	Assiette (en Md€)	Taux	Montant couvert (en Md€)
Rémunération des capitaux propres régulés	5,1	6,1%	0,3
Marge sur actifs gérés	48,2	2,5%	1,2
Dotations aux amortissements			2,3
Dotations aux provisions pour renouvellement			0,2
Charges de capital (avant IS)			4,0

2.2.7. Couverture explicite ou implicite des dotations aux provisions pour renouvellement

La méthode alternative est présentée ci-dessus avec une couverture explicite des dotations aux provisions pour renouvellement.

Une couverture implicite a toutefois été étudiée. A cette fin, les dotations aux provisions pour renouvellement ne seraient plus couvertes explicitement par les charges de capital de l'année considérée, mais seraient implicitement couvertes *via* leur inclusion dans les capitaux propres régulés. Les capitaux propres régulés augmenteraient ainsi d'année en année des dotations non couvertes explicitement. La

rémunération additionnelle qu'impliquerait cette inclusion correspondrait au coût de financement, par ERDF, des dotations aux provisions pour renouvellement. Ce traitement tarifaire serait ainsi neutre actuariellement.

2.2.8. Rémunération marginale des nouveaux investissements

a. Distinction rémunération moyenne / rémunération marginale

Ramenée à la totalité des actifs gérés (48,2 Md€ en moyenne sur la période 2014-2017), le taux de rémunération moyen de la méthode alternative est faible (3,2%).

Toutefois, le taux de rémunération marginale des nouveaux investissements inclut non seulement la marge sur actifs gérés (2,5%) mais aussi la rémunération des capitaux propres régulés (6,1%) soit un taux de rémunération marginal avant impôts de 8,6%.

b. Rémunération marginale des nouveaux investissements

Les capitaux propres régulés ne sont pas modifiés par les investissements sous maîtrise d'ouvrage des concédants. Une remise d'ouvrage augmente les actifs mais également les passifs de concession.

Les capitaux propres régulés évoluent en fonction des décisions d'investissement d'ERDF. Le financement d'un nouvel investissement par ERDF – y compris lors de l'utilisation de provision pour renouvellement ou d'amortissements du financement des concédants⁷ – se traduit par une augmentation des actifs, mais sans modification du total des passifs de concession. Le nouvel investissement génère donc bien une rémunération additionnelle totale de 8,6%.

Exemple de rémunération marginale des nouveaux investissements

L'exemple qui suit a vocation à décrire comment la rémunération d'ERDF évolue en fonction de ses investissements dans le cadre de la méthode alternative. Les montants n'ont de valeur ni prescriptive ni prédictive.

On suppose que le bilan d'ERDF comporte : à l'actif, 5 Md€ d'immobilisations financières et 45 Mds € d'actifs de réseau réalisés ; au passif, 10 Mds € de capitaux propres et 40 Mds € de passifs de concession, dont 10 Mds € de provisions pour renouvellement.

Les capitaux propres régulés s'élèvent à 5 Mds € (45 Mds€ d'actifs de réseau réalisés desquels sont déduits 40 Mds € de passifs de concession).

La rémunération d'ERDF est composée de la rémunération des actifs de réseau réalisés (1,125 Mds €) et de la rémunération des capitaux propres régulés (0,305 Mds €) pour une rémunération totale de 1,430 Mds €.

ERDF décide d'investir 3 Mds €. A cette occasion, une fraction du stock de provisions pour renouvellement est convertie en droit du concédant. A titre illustratif, on considère dans le cadre de cet exemple que 0,5 Mds € de provisions sont utilisées.

Le nouveau bilan d'ERDF comporte : à l'actif, 48 Mds € d'actifs de réseau et 2 Mds € d'immobilisations financières; au passif 10 Mds € de capitaux propres et 40 Mds € de passifs de concession (dont 9,5 Mds € de provisions pour renouvellement). Le total des passifs de concession n'est pas modifié par l'utilisation de provisions pour renouvellement.

Les nouveaux capitaux propres régulés augmentent du fait de l'investissement et s'élèvent désormais à 8 Mds €.

La nouvelle rémunération d'ERDF est composée de la rémunération des actifs de réseau (1,2 Mds €) et de la rémunération des capitaux propres régulés (0,488 Mds €) soit un total de 1,688 Mds €.

⁷ Lors d'un investissement de renouvellement, les provisions pour renouvellement et les amortissements du financement des concédants sont transformés en droit du concédant. L'effet est neutre sur le total des passifs de concession.

Le surcroît de rémunération est de 0,258 Mds € pour un investissement de 3 Mds €, soit un gain de 8,6% du montant investi. En réalisant cet investissement, ERDF a augmenté sa rémunération par rapport à une situation où il ne l'aurait pas réalisé.

Si ERDF décide d'investir 4 Mds € au lieu de 3 Mds €, la rémunération s'élèvera à 1,774 Mds €. Le surcroît de rémunération de 0,086 Mds € représente 8,6% de l'investissement supplémentaire.

Le taux de rémunération marginal des nouveaux investissements est bien de 8,6%.

c. Neutralisation du placement en trésorerie

Si ERDF décide d'affecter les flux générés par l'exploitation à des actifs financiers plutôt qu'à l'investissement dans les réseaux :

- les capitaux propres régulés diminuent du montant non investi dans les réseaux (car le montant des actifs régulés diminue et le stock d'amortissements du financement du concédant et de provisions pour renouvellement augmente sous l'effet des dotations), ERDF perd donc la rémunération correspondante (6,1%) ;
- il renonce à la marge sur actifs gérés (2,5%).

Au total, il perd donc 8,6% de rémunération en prenant la décision de placer sa trésorerie plutôt que de l'investir dans le réseau.

Question 10 : Pensez-vous que cette méthode permet une correcte prise en compte des spécificités concessives ?

Question 11 : Que pensez-vous du principe d'appliquer une marge sur la totalité des actifs gérés par ERDF ? Que pensez-vous du niveau de cette marge ?

Question 12 : Pensez-vous que le calcul des capitaux propres régulés devrait inclure les immobilisations en cours ?

Question 13 : Etes-vous favorable à une couverture explicite ou implicite des dotations aux provisions pour renouvellement ?

Question 14 : Pensez-vous que le niveau de rémunération marginale des nouveaux investissements est satisfaisant ?

Question 15 : Avez-vous d'autres remarques sur cette méthode ?

B. Charges à couvrir par les tarifs

1. Trajectoire d'investissement

Les chiffrages des charges de capital selon les deux approches expliquées ci-dessus se basent sur la trajectoire d'investissement définie par ERDF et détaillée ci-dessous.

Le plan d'affaires transmis par ERDF en 2012 faisait apparaître la trajectoire prévisionnelle d'investissement suivante sur la période 2014-2016 (en M€ courants et hors investissements liés au projet de comptage évolué d'ERDF) :

Finalité	2014	2015	2016
Raccordements et renforcements	1 689	1 716	1 744
Règlementation, sécurité des tiers et voirie	447	455	461
Outils de travail et moyens d'exploitation	270	263	269
Qualité et modernisation du réseau	1 107	1 150	1 152
Total	3 513	3 584	3 626

En juin 2013, ERDF a revu et complété sa trajectoire prévisionnelle d'investissement qui est désormais la suivante (en M€ courants et hors investissements liés au projet de comptage évolué d'ERDF) :

Finalité	2014	2015	2016	2017
Raccordements et renforcements	1 631	1 705	1 756	1 804
Règlementation, sécurité des tiers et voirie	408	418	417	417
Outils de travail et moyens d'exploitation	308	290	300	300
Qualité et modernisation du réseau	942	965	993	1 026
Total	3 289	3 378	3 466	3 547

Ces deux trajectoires présentent les écarts suivants (en M€ courants) :

Finalité	2014	2015	2016	Cumul 2014-2016
Raccordements et renforcements	-58	-11	12	-57
Règlementation, sécurité des tiers et voirie	-39	-37	-44	-120
Outils de travail et moyens d'exploitation	38	27	31	96
Qualité et modernisation du réseau	-165	-185	-159	-509
Total	-224	-206	-160	-590

ERDF explique ces écarts notamment par les raisons suivantes :

- concernant la finalité « Raccordements et renforcements », une actualisation à la baisse des hypothèses de nombre de raccordements du fait notamment de la crise économique ;
- concernant la finalité « Règlementation, sécurité des tiers et voirie », une actualisation à la baisse du plan d'élimination des transformateurs contenant des traces de PCB⁸ du fait de l'entrée en vigueur du décret n° 2013-301 du 10 avril 2013 portant diverses dispositions relatives aux déchets ;
- concernant la finalité « Outils de travail et moyens d'exploitation », une actualisation à la hausse des besoins en système d'information ;
- concernant la finalité « Qualité et modernisation du réseau », une actualisation à la baisse des investissements liés au « Plan aléas climatiques » partiellement compensée par une hausse des programmes d'investissements « Prolongation de la durée de vie des ouvrages » et « Souterrain BT » ainsi qu'une hausse des déposes de réseau aérien HTA hors « Plan aléas climatiques ».

Par rapport à 2012, les investissements d'ERDF restent toutefois orientés à la hausse (données hors investissements liés au projet de comptage évolué d'ERDF) :

Finalité	2012 (en M€ courants)	Moyenne 2014-2017 (en M€ courants)	Pourcentage d'augmentation
Raccordements et renforcements	1 467	1 724	18%
Règlementation, sécurité des tiers et voirie	399	415	4%
Outils de travail et moyens d'exploitation	293	300	2%
Qualité et modernisation du réseau	875	982	12%
Total	3 034	3 420	13%

A la différence du transport, le droit européen et la loi n'ont pas confié à la CRE de compétence pour apprécier la pertinence de la trajectoire d'investissement présentée par ERDF. Des conférences départementales, introduites par l'article 21 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 au 3^{ème} alinéa du I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, doivent élaborer les programmes

⁸ Polychlorobiphényles.

prévisionnels de tous les investissements envisagés sur les réseaux publics de distribution. Ces conférences n'ont, à ce jour, pas été organisées dans l'ensemble des départements.

En tout état de cause, les charges de capital sont incluses dans le périmètre du compte de régulation des charges et des produits (CRCP). ERDF est donc assuré de recouvrer l'amortissement et la rémunération du capital associés aux investissements réalisés. Il ne court donc pas de risque financier même dans l'hypothèse où les investissements dépassent les hypothèses retenues. De façon symétrique, ERDF ne retire aucun bénéfice d'un sous-investissement éventuel par rapport à ces hypothèses.

2. Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation d'ERDF sont constituées principalement des charges nettes de fonctionnement, des charges liées au système électrique et des produits extratarifaires. En revanche, les charges d'accès au réseau public de transport n'y sont pas incluses (cf. section B.3).

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire de charges nettes d'exploitation demandée par ERDF :

En M€ courants	2012 Réalisé	2014	2015	2016	2017
Charges nettes d'exploitation	5 593	5 581	5 714	5 825	5 995
<i>Evolution</i>		-0,2%	2,4%	2,0%	2,9%
<i>dont charges nettes de fonctionnement</i>	5 060	5 476	5 657	5 767	5 829
<i>dont charges liées au système électrique</i>	1 607	1 285	1 278	1 319	1 460
<i>dont produits extratarifaires</i>	-1 074	-1 180	-1 221	-1 261	-1 293

La moyenne des charges nettes d'exploitation présentées par ERDF pour la prochaine période tarifaire 2014-2017 évolue de +2,6% par rapport à la moyenne des charges nettes d'exploitation réalisées au cours de la période 2009-2012. Le taux de croissance annuel moyen prévu entre 2014 et 2017 est de +2,4%.

Les charges nettes d'exploitation évoluent de -0,2% entre le réalisé 2012 et la prévision 2014. Cette variation s'explique principalement par une hausse de +416 M€ des charges nettes de fonctionnement compensée par une baisse de -322 M€ sur les charges liées au système électrique.

2.1. Charges nettes de fonctionnement

Les charges nettes de fonctionnement incluent les autres achats et services, les redevances de concession, les charges de personnel, les impôts et taxes (dont font partie les contributions à l'électrification rurale), les autres charges et produits d'exploitation après déduction de la production immobilisée.

Les trajectoires prévisionnelles de charges nettes de fonctionnement présentées dans la consultation publique du 6 novembre 2012 ont fait l'objet d'une actualisation par l'opérateur en juin 2013. ERDF a par ailleurs fourni ses prévisions pour l'année 2017.

Les principaux facteurs d'évolution des charges de fonctionnement d'ERDF sont :

- Les dépenses liées à des évolutions réglementaires :
 - Le plan anti-endommagement (ou décret « DT/DICT ») relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution, affecte ERDF de manière significative en renforçant les obligations de cartographie des réseaux, et en imposant des procédures de traitement des travaux plus contraignantes. Le retour d'expérience prévu au premier semestre 2013 n'a pas encore eu lieu. Néanmoins les premières expérimentations démontrent un volume de travaux induits inférieur aux prévisions initialement retenues par ERDF, et prises en compte dans les trajectoires de charges prévisionnelles présentées dans la consultation publique du 6 novembre 2012. En conséquence ERDF a révisé à la baisse les trajectoires initialement prévues d'environ 25 M€ entre 2014 et 2016. Après révision, les dépenses prévisionnelles liées au plan anti-endommagement s'élèvent à 78 M€ en moyenne

par an sur la période 2014-2017. ERDF indique cependant que ces trajectoires prévisionnelles sont susceptibles d'évoluer en fonction des résultats des retours d'expérience en cours sur ces travaux.

- Dans le cadre de la mise en œuvre de la décision du comité de règlement des différends et des sanctions du 22 octobre 2010 relative au contrat GRD-F, ERDF prend également en compte la couverture des créances irrécouvrables des fournisseurs sur la part acheminement. Compte tenu de la dégradation de la conjoncture économique se traduisant par un accroissement des difficultés de paiement et donc une hausse des créances irrécouvrables, ERDF a actualisé ses hypothèses de charges prévisionnelles à la hausse de 34 M€ en moyenne par an entre 2014 et 2016 par rapport au plan d'affaires présenté lors de la consultation publique du 6 novembre 2012. Après révision, les dépenses prévisionnelles liées à cette nature de charges s'élèvent à 116 M€ en moyenne par an sur la période 2014-2017. ERDF demande par ailleurs la prise en compte au CRCP de ce poste, au motif que ce dernier est difficilement prévisible et maîtrisable pour ERDF.
- Dans sa délibération du 26 juillet 2012 portant communication relative à la gestion de clients en contrat unique, la CRE a indiqué que la rémunération versée par ERDF aux fournisseurs nouveaux entrants pour la gestion des clients finals ayant souscrit un contrat unique est de nature à entrer dans le périmètre des charges couvertes par le TURPE. Ce contrat prévoit le versement par ERDF d'une redevance pour la gestion de la relation avec le client final pour ce qui concerne l'accès et l'utilisation par ce dernier du réseau public de distribution tant que le fournisseur ne bénéficie pas d'économies d'échelles suffisantes. A ce titre, ERDF a pris en compte dans sa trajectoire des charges prévisionnelles de 11 M€ en moyenne par an sur la période 2014 -2017. ERDF demande cependant la prise en compte au CRCP de ce poste, au motif que ce poste est également difficilement prévisible et maîtrisable pour ERDF.

La CRE examinera les demandes d'ERDF relatives à la prise en compte de nouveaux postes au CRCP.

- Les charges liées à la maintenance préventive et l'amélioration de la qualité :

ERDF indique s'inscrire dans un objectif continu d'amélioration du service rendu et de la protection des biens et des personnes en développant notamment la maintenance préventive de ses installations (programmes d'élagage sur les lignes BT, vérification des terres). Par rapport à la trajectoire initiale présentée dans la consultation publique du 6 novembre 2012, ERDF a pris en compte le décalage dans le temps de certains programmes de remise aux normes, et révisé en conséquence à la baisse ces dépenses de 11 M€ en moyenne par an sur la période 2014-2016. Après révision, la moyenne des dépenses annuelles d'exploitation au titre de la maintenance préventive prévues par ERDF s'élève à 279 M€ en moyenne par an sur la période 2014-2017.

- Les charges liées à la R&D et à l'innovation en lien avec le développement des smart grids :

ERDF demande enfin la prise en compte de dépenses d'exploitation prévisionnelles d'un montant de 56 M€ en moyenne par an liées aux activités de recherche et développement et à l'innovation en lien avec le développement des Smart grids.

Le niveau des charges nettes de fonctionnement retraité des éléments spécifiques décrits ci-dessus représente 4 970 M€ en 2014, soit un niveau quasi-stable par rapport au niveau du réalisé 2012 à périmètre d'activité comparable.

Par ailleurs, le poste de charges de personnel représente en moyenne 2 792 M€. ERDF indique prendre en compte des besoins liés au renouvellement des compétences, des besoins liés au renforcement du réseau, des besoins liés aux nouvelles réglementations et des besoins liés à une politique de ré-internalisation de certaines activités.

Enfin, les charges d'exploitation présentées par ERDF intègrent les hypothèses suivantes de redevances de concession et de contributions au financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale :

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Redevances de concession	316	325	342	352
Contributions à l'électrification rurale (FACE)	359	366	374	376
Total	675	691	716	728

La CRE constate que ERDF a revu à la baisse le montant prévisionnel des redevances de concessions (\approx - 25 M€ en moyenne par an sur la période 2014-2016). Cette nouvelle trajectoire est en ligne avec les montants réalisés en 2011 et 2012 de 289 et 293 M€ respectivement.

Objectifs de productivité proposés par ERDF

ERDF indique continuer la maîtrise de l'évolution des dépenses que l'opérateur qualifie de contrôlables (achats et services et charges de personnel, retraités des dépenses induites par des éléments non contrôlables ou nouveaux) en limitant leur évolution à 1,5% par an sur la période 2014-2017, soit un niveau inférieur à l'inflation prévisionnelle prise en compte dans les trajectoires tarifaires d'ERDF, dans un contexte d'accroissement du nombre de consommateurs et de producteurs et donc du réseau public de distribution.

Ces éléments correspondent à la demande de l'opérateur et feront l'objet d'analyses complémentaires que conduira la CRE avant d'établir sa décision tarifaire définitive.

2.2. Charges liées à l'exploitation du système électrique

Les charges liées à l'exploitation du système électrique couvrent essentiellement les achats de pertes sur les réseaux.

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Achat de pertes	1 239	1 231	1 273	1 413
Autres	47	47	47	47
Charges liées au système électrique	1 285	1 278	1 319	1 460

Achat de pertes

Conformément aux dispositions de l'article L. 322-9 du code de l'énergie, ERDF 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 des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés.

La demande d'ERDF concernant les charges de couverture des pertes pour la période du TURPE 4 s'appuie sur les prévisions de volumes de pertes de l'opérateur et de prix d'achat des pertes sur la période tarifaire.

	2014	2015	2016	2017
Volume (TWh)	24,59	24,97	25,31	25,62
Coût (M€ courant)	1 239	1 231	1 273	1 413

Le dispositif ARENH pour la compensation des pertes permet de réduire significativement le coût prévisionnel des pertes d'ERDF pour la période 2014-2017. La part des volumes achetés à l'ARENH représente une part croissante des volumes de pertes sur la période 2014-2015, ce qui explique la baisse du coût unitaire d'achat des pertes au cours de cette période malgré la hausse des volumes de pertes. Cet effet est contrebalancé pour les années 2016 et 2017 par la mise en place d'un mécanisme d'obligation de capacité.

Par rapport à la trajectoire de coût des pertes présentée lors de la consultation publique du 6 novembre 2012, cette nouvelle trajectoire prend en compte :

- la baisse sensible des prix de marché des produits calendaires Futures qui s'est opérée depuis un an

- le coût prévisionnel de l'obligation de capacité, défini sur la base des dispositions du décret n° 2012-1405 du 14 décembre 2012

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 ERDF des recettes issues des prestations annexes et des contributions de raccordement.

Les trajectoires prévisionnelles de produits extratarifaires, de contributions de raccordement et de recettes issues des prestations annexes présentées par ERDF sont les suivantes :

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Produits extratarifaires	1 180	1 221	1 261	1 293
<i>dont contributions de raccordement</i>	<i>609</i>	<i>640</i>	<i>672</i>	<i>697</i>
<i>dont recettes issues des prestations annexes</i>	<i>206</i>	<i>213</i>	<i>219</i>	<i>226</i>

La CRE estime ces trajectoires cohérentes avec les montants réalisés sur la période tarifaire précédente ainsi qu'avec le nombre de raccordements prévu par ERDF.

Une nouvelle délibération relative à la tarification des prestations annexes est prévue en 2014. Toute évolution des tarifs de prestations qui pourrait en résulter sera prise en compte par le mécanisme du CRCP.

3. Accès au réseau public de transport

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution couvre l'accès des gestionnaires de ces réseaux au réseau public de transport.

Sur la base de la délibération de la CRE du 3 avril 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTB, ERDF estime le coût de son accès au réseau public de transport aux montants suivants :

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Coût d'accès au réseau public de transport	3 438	3 529	3 636	3 646

4. Solde des incitations à la fin 2012

Le tableau ci-dessous présente le bilan des incitations financières sur la période du 1^{er} août 2009 au 31 décembre 2012.

Incitation (en M€ courants) Malus (+) / Bonus (-)	Août – Déc. 2009	2010	2011	2012
Continuité d'alimentation	-18,6	25,5	-7,0	23,9
Qualité de service	-0,1	-0,2	-0,3	-0,3
Total	-18,7	25,3	-7,3	23,6

Après rémunération à 4,2% par an, le solde des incitations à fin 2012 est de 22,3 M€ en faveur des utilisateurs.

L'annuité permettant d'apurer ce solde sur la période 2014 -2017 est de 6,4 M€ en faveur des utilisateurs.

5. Volumes d'énergie acheminée

Les volumes prévisionnels d'énergie acheminée par les réseaux publics de distribution gérés par ERDF présentés par l'opérateur sont les suivants (en TWh) :

Domaine de tension	2014	2015	2016 ⁹	2017
HTA	118,9	119,8	120,7	121,6
BT > 36 kVA	45,6	46,4	47,2	48,0
BT ≤ 36 kVA	190,9	192,8	194,7	196,6
Total	355,4	359,0	362,6	366,2

6. Revenu et évolution tarifaires prévisionnels

Les hypothèses de revenu et d'évolution tarifaire sont présentées à titre indicatif et sous réserve des analyses complémentaires que conduira la CRE avant d'établir sa décision tarifaire définitive.

Ces chiffrages ne tiennent pas compte des éventuels écarts entre le prévisionnel et le réalisé pour l'année 2013 à imputer au solde du CRCP.

6.1. Demande d'ERDF

La demande d'ERDF¹⁰ conduirait aux charges nettes à tarifier suivantes

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Charges de capital	4 103	4 303	4 491	4 679
Charges nettes d'exploitation hors péage RTE	5 581	5 714	5 825	5 995
Accès au réseau public de transport	3 438	3 529	3 636	3 646
Apurements liés au changement de modèle	-219	-219	-219	-219
Annuité du solde des incitations	-6	-6	-6	-6
Charges nettes à tarifier	12 896	13 320	13 726	14 095

Une fois intégrée la demande d'EDF SEI estimée sur la base de la méthodologie de calcul des charges de capital demandée par ERDF, l'évolution tarifaire résultante au 1^{er} janvier 2014 (en supposant le tarif constant au-delà) serait de 8,9%.

6.2. Méthode alternative

La méthode alternative de calcul des charges de capital conduirait aux charges nettes à tarifier suivantes :

En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Charges de capital	3 698	3 879	4 052	4 240
Charges nettes d'exploitation hors péage RTE	5 581	5 714	5 825	5 995
Accès au réseau public de transport	3 438	3 529	3 636	3 646
Annuité du solde des incitations	-6	-6	-6	-6
Charges nettes à tarifier	12 710	13 115	13 506	13 875

Une fois intégrée la demande d'EDF SEI estimée sur la base de la méthode alternative de calcul des charges de capital, l'évolution tarifaire résultante au 1^{er} janvier 2014 (en supposant le tarif constant au-delà) serait de 7,4%.

⁹ Hors effet bissextile.

¹⁰ La trajectoire d'achat des pertes et l'annuité du solde des incitations ont été légèrement modifiées par ERDF postérieurement à l'envoi de sa demande. Le tableau ci-après reprend les montants d'achats des pertes revus par ERDF et diffèrent donc légèrement de ceux indiqués en annexe 3.

Question 16 : Que pensez-vous des évolutions tarifaires proposées ?

6.3. Date des mouvements tarifaires

Cette hausse tarifaire sera en pratique décomposée en une première marche et une trajectoire d'évolution annuelle dans la décision tarifaire définitive. La CRE s'interroge actuellement sur l'opportunité d'effectuer les mouvements annuels au 1^{er} août, afin de faire coïncider les dates des mouvements annuels des tarifs HTB et HTA/BT.

Question 17 : Etes-vous favorable à une synchronisation des mouvements tarifaires des tarifs de transport et de distribution d'électricité ?

C. Structure tarifaire

1. Rappel des travaux tarifaires relatifs à la structure du TURPE

Dans le cadre de la proposition tarifaire du 26 février 2009, la CRE s'est engagée à mener des travaux sur la structure du TURPE. Ces travaux ont été discutés avec les acteurs dans le cadre de trois consultations publiques :

- consultation publique du 15 juillet 2010¹¹ ;
- consultation publique du 6 mars 2012¹² sur la structure des tarifs ;
- consultation publique du 6 novembre 2012¹³.

La première de ces consultations publiques interrogeait les acteurs sur une modification des options tarifaires proposées aux utilisateurs des différents domaines de tension¹⁴. Concernant les tarifs de réseaux proposés aux utilisateurs raccordés au domaine de tension BT \leq 36 kVA, les acteurs qui se sont prononcés ont conditionné la modification des options tarifaires au déploiement des compteurs évolués. De ce fait les travaux ultérieurs sur la structure du TURPE se sont fondés sur l'hypothèse d'un maintien de la forme actuelle des grilles tarifaires pour le domaine de tension BT \leq 36 kVA.

La seconde de ces consultations publiques a porté sur un ensemble de sujets relatifs à la structure du TURPE, et a permis notamment la présentation aux acteurs d'une nouvelle méthodologie de construction des tarifs. La méthodologie de construction des tarifs de réseaux devait en effet évoluer par rapport à celle utilisée dans le cadre du TURPE 3 dont la structure était pour partie définie dans la continuité des tarifs historiques intégrés et sur la base du coût annuel moyen d'utilisation des réseaux, pour mieux refléter les coûts de réseaux générés par chaque catégorie d'utilisateurs.

La troisième de ces consultations publiques a permis de mettre à jour les hypothèses de coût et de consommation utilisées pour définir les tarifs. Les grilles tarifaires présentées dans le cadre de cette consultation n'ont pas apporté de modifications majeures en termes de structure des tarifs de réseaux proposés aux utilisateurs raccordés au domaine de tension BT \leq 36 kVA par rapport à celles présentées lors de la consultation publique du 6 mars 2012.

¹¹ Le document de consultation ainsi que la synthèse des réponses des acteurs sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/consultation-publique-de-la-cre-sur-la-structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>.

¹² Le document de consultation ainsi que la synthèse des réponses des acteurs sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/structure-des-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-de-transport-et-de-distribution-d-electricite>.

¹³ Le document de consultation ainsi que la synthèse des réponses des acteurs sont disponibles à l'adresse suivante : <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/quatriemes-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite>.

¹⁴ Les questions portaient notamment sur le nombre de plages temporelles ou encore le nombre de versions tarifaires proposées.

2. Orientations de politique énergétique relatives à la structure des options tarifaires TURPE proposées aux utilisateurs raccordés au domaine de tension BT ≤ 36 kVA

La loi portant Nouvelle Organisation du Marché de l'Electricité du 7 décembre 2010 a modifié les compétences de la CRE en matière de détermination du TURPE. L'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose notamment 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. [...] 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. [...] La Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative* ».

La CRE a reçu les orientations de politique énergétique de la Ministre en charge de l'écologie, du développement durable et de l'énergie par courrier en date du 10 octobre 2012¹⁵. Ces orientations portent notamment sur la structure des options tarifaires proposées aux utilisateurs raccordés au domaine de tension BT ≤ 36 kVA. Dans cette lettre la Ministre se dit « *attachée à ce que dans le cas de la distribution, déjà horo-saisonnalisée, la structure permette d'orienter les usagers qui ont déjà fait le choix du chauffage électrique vers des tarifs variables au sein de la journée à même de mieux lisser les pointes journalières* ».

3. Les grilles tarifaires présentées dans le cadre de la consultation publique du 6 novembre 2012

3.1. Implications de la nouvelle méthodologie

Le souci de conciliation des objectifs mentionnés aux articles L. 341-2 et L. 341-4 du code de l'énergie¹⁶ a conduit la CRE à retenir une méthodologie de construction des tarifs qui permette de répartir les coûts de réseaux entre les différents types d'utilisateurs. Cette répartition doit se faire en fonction des coûts que leurs caractéristiques de consommation respectives engendrent pour les réseaux.

Une des caractéristiques essentielles pour déterminer l'impact d'une consommation sur les coûts de réseau est le profil de consommation, c'est-à-dire la répartition de cette consommation sur les différentes heures de l'année. Il convenait dès lors de mettre en place une méthodologie de calcul des tarifs qui permette de refléter cette sensibilité des coûts de réseaux aux profils de consommation.

Dans cette perspective, la méthodologie retenue s'appuie sur la définition de coûts d'utilisation des réseaux pour chaque heure de l'année. Ce calcul des coûts horaires a permis de mettre en évidence une certaine sensibilité des coûts de réseaux aux variations de consommation infra-journalière mais également et surtout, aux variations saisonnières. En particulier, la consommation durant les heures hivernales est celle qui engendre le plus de coûts pour les réseaux.

La méthodologie retenue implique que deux utilisateurs raccordés au même domaine de tension et qui consomment le même volume d'énergie sur l'année ne paieront pas le même niveau de tarif de réseaux si leur consommation n'est pas répartie de manière identique sur toutes les heures de l'année. L'utilisateur qui consomme durant les heures au cours desquelles les coûts de réseaux sont élevés contribue davantage que celui qui consomme durant les heures au cours desquelles les coûts de réseaux sont faibles.

3.2. Le cas des usagers du chauffage électrique

En moyenne, les usagers du chauffage électrique présentent les caractéristiques de consommation suivantes :

- un profil de consommation fortement saisonnalisé ;
- une durée d'utilisation relativement longue ;

¹⁵ La lettre d'orientation de la ministre en charge de l'écologie, du développement durable et de l'énergie est jointe au présent document de consultation.

¹⁶ Les articles L. 341-2 et L. 341-4 du code de l'énergie disposent respectivement 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 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* ».

- une certaine flexibilité dans leur consommation infra-journalière, les installations de chauffage électrique étant souvent couplées à des ballons d'eau chaude.

Ces caractéristiques de consommation impliquent que, dans le cadre du TURPE 3, la plupart des usagers de chauffage électrique, ou plus généralement les fournisseurs pour leur compte¹⁷, avaient opté pour une option tarifaire « Moyenne Utilisation avec Différenciation Temporelle ».

La nouvelle méthodologie de construction des tarifs de réseaux induit une augmentation du tarif unitaire de l'option « Moyenne Utilisation avec Différenciation Temporelle ». En effet, la nouvelle méthodologie permet de mieux appréhender les coûts de réseaux que génèrent en moyenne les utilisateurs ayant souscrit une option tarifaire « Moyenne Utilisation avec Différenciation Temporelle ». Or le gain en termes de coûts de réseaux qu'apporte la flexibilité infra-journalière de la consommation de ces utilisateurs ne permet pas de contrebalancer les coûts induits par leur forte consommation hivernale.

De ce fait, la nouvelle structure des tarifs de réseaux telles que présentée aux acteurs dans le cadre de la consultation publique du 6 novembre 2012, impliquerait que certains utilisateurs, ou plus généralement les fournisseurs pour leur compte, souscrivent une option « Moyenne Utilisation sans Différenciation Temporelle » plutôt qu'une option « Moyenne Utilisation avec Différenciation Temporelle ».

Ainsi les grilles tarifaires proposées en novembre aux utilisateurs raccordés au domaine de tension BT \leq 36 kVA peuvent conduire certains utilisateurs à quitter l'option du TURPE avec des prix variables au sein de la journée.

4. Option envisagée : suppression de l'option Moyenne Utilisation sans Différenciation Temporelle

Sur la base de ce constat, la CRE a étudié dans quelle mesure il était possible de mieux tenir compte des préoccupations exprimées dans la lettre d'orientations de la ministre, tout en maintenant un niveau de reflet des coûts satisfaisant. L'option envisagée qui est aujourd'hui soumise à consultation, est la suppression de l'option Moyenne Utilisation sans Différenciation Temporelle.

Cette modification de la grille tarifaire augmente de fait le nombre d'usagers de chauffage électrique qui souscriraient, directement ou via leur fournisseur, un tarif de réseau à différenciation temporelle. Les consommateurs qui feraient le choix (directement ou via leur fournisseurs) d'un tarif sans différenciation temporelle seront essentiellement des consommateurs se caractérisant par une faible durée d'utilisation et/ou une relative faible consommation en heures creuses.

5. Evolutions de facture induite par le projet de grille tarifaire

D'une manière générale, le nouveau projet de grille tarifaire présenté en annexe implique des évolutions de facture similaires à celles engendrées par les grilles tarifaires présentées lors de la consultation publique du 6 novembre 2012 :

- hausse relative du tarif unitaire de l'option TURPE Moyenne Utilisation avec Différenciation Temporelle (MU DT) ;
- baisse relative du tarif unitaire de l'option TURPE Courte Utilisation (CU) ;
- hausse relative du tarif unitaire de l'option TURPE Longue Utilisation (LU).

Notons que la suppression de l'option « Moyenne Utilisation sans Différenciation Temporelle » pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT \leq 36 kVA ne modifie pas la structure des grilles tarifaires proposées aux utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTA et BT $>$ 36 kVA par rapport à celles présentées dans le cadre de la consultation publique du 6 novembre 2012.

Afin de permettre aux acteurs de comparer aisément les évolutions de facture induites par ce projet de grille avec celles générées par les grilles tarifaires présentées lors de la consultation publique du 6 novembre

¹⁷ Lorsque l'utilisateur a souscrit un Contrat Unique (CU) avec un fournisseur, c'est ce dernier qui est chargé d'optimiser la facture TURPE en choisissant, pour le compte de l'utilisateur, l'option tarifaire qui permet de minimiser la facture d'accès aux réseaux. La quasi-totalité des utilisateurs raccordés au domaine de tension BT \leq 36 kVA (99.99%) ont souscrit un Contrat Unique.

2012, les grilles tarifaires présentées en annexe sont définies de telle sorte qu'elles permettent de recouvrer le niveau tarifaire résultant de l'application des grilles applicables du 1^{er} août 2012 au 31 mai 2013¹⁸.

Les tarifs de réseaux applicables au 1^{er} janvier 2014 seront définis en multipliant les coefficients tarifaires présentés en annexe par le pourcentage d'évolution des tarifs qui sera retenu¹⁹.

En juillet 2011, deux nouveaux profils de consommation ont été introduits dans les règles RE-MA : les profils RES1 et RES11²⁰ scindent en deux le profil affecté aux utilisateurs disposant d'un compteur mono-index, avec comme objectif d'améliorer le dispositif de profilage. Dans la mesure où le premier retour d'expérience sur ces nouveaux profils, connu à l'issue du calcul des écarts des fournisseurs sur la période de réconciliation temporelle allant du 1^{er} juillet 2011 au 30 juin 2012, a permis de confirmer leur pertinence la CRE examinera l'opportunité de faire évoluer la structure tarifaire sur la base de ces nouveaux profils au cours de la période TURPE 4.

Question 18 : Que pensez-vous des évolutions de grilles tarifaires proposées ?

¹⁸ Cf. annexe 6 de la délibération de la CRE du 29 mars 2013 portant proposition relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT pour la période du 1^{er} août 2009 au 31 juillet 2013.

¹⁹ Pour tenir compte des contraintes des systèmes d'information, cette opération sera effectuée en tenant compte de la contrainte de divisibilité par 12 des coefficients de part fixe.

²⁰ Définis dans les Règles relatives au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre, les profils RES1 et RES11 sont appliqués respectivement aux utilisateurs équipés d'un compteur mono-index ayant une puissance souscrite comprise entre 3 et 6 kVA, et aux utilisateurs équipés d'un compteur mono-index ayant une puissance souscrite strictement supérieure à 6 kVA.

D. Synthèse des questions

Question 1 : Partagez-vous l'analyse qui précède sur l'augmentation des besoins d'investissement ?

Question 2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité que la rémunération marginale incite à investir ?

Question 3 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'absence d'incitation à investir dans la méthode de couverture des charges de capital du TURPE 3 HTA/BT ?

Question 4 : Pensez-vous que la segmentation de la BAR fondée essentiellement sur la maîtrise d'ouvrage permet une correcte prise en compte des spécificités concessives ? Ou pensez-vous qu'il faille retraiter de la BAR l'ensemble des actifs réputés financés par les concédants ?

Question 5 : Pensez-vous que l'utilisation du CMPC normatif appliqué à la BAR définie par ERDF au paragraphe 2 de sa demande permet une correcte prise en compte des spécificités concessives ?

Question 6 : Que pensez-vous, dans le cadre d'une telle approche, de la « rémunération du risque d'exploitation » définie par ERDF au paragraphe 5 de sa demande ? Quelle est votre appréciation sur le niveau de cette rémunération ?

Question 7 : Que pensez-vous de l'indication de ERDF selon laquelle les provisions pour renouvellement ne sont pas couvertes dans cette méthode ?

Question 8 : Le retraitement tarifaire proposé par ERDF est lié pour une large part à une restitution des dotations aux provisions pour renouvellement et à l'amortissement du financement des concédants des tarifs antérieurs. Que pensez-vous de ces « traitements tarifaires passés » ?

Question 9 : Avez-vous d'autres remarques sur la méthode proposée par ERDF ?

Question 10 : Pensez-vous que cette méthode permet une correcte prise en compte des spécificités concessives ?

Question 11 : Que pensez-vous du principe d'appliquer une marge sur la totalité des actifs gérés par ERDF ? Que pensez-vous du niveau de cette marge ?

Question 12 : Pensez-vous que le calcul des capitaux propres régulés devrait inclure les immobilisations en cours ?

Question 13 : Etes-vous favorable à une couverture explicite ou implicite des dotations aux provisions pour renouvellement ?

Question 14 : Pensez-vous que le niveau de rémunération marginale des nouveaux investissements est satisfaisant ?

Question 15 : Avez-vous d'autres remarques sur cette méthode ?

Question 16 : Que pensez-vous des évolutions tarifaires proposées ?

Question 17 : Etes-vous favorable à une synchronisation des mouvements tarifaires des tarifs de transport et de distribution d'électricité ?

Question 18 : Que pensez-vous des évolutions de grilles tarifaires proposées ?

E. Modalités de la consultation publique

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 16 août 2013 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dare.cp1@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique : « Documents/Consultations publiques » ;
- par courrier postal à l'adresse suivante :
Commission de régulation de l'énergie
Direction de l'accès aux réseaux électriques
15, rue Pasquier
75379 Paris Cedex 08
France
- en s'adressant à la Direction de l'accès aux réseaux électriques (téléphone : +33 (0)1 44 50 41 02, télécopie : +33 (0)1 44 50 41 96) ;
- ou en demandant à être entendues par la Commission.

Les contributeurs sont invités à préciser dans leur contribution les éléments pour lesquels ils souhaitent préserver l'anonymat et/ou la confidentialité.

Annexe 1 : Projet de grille tarifaire pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT ≤ 36 kVA

Tarif BT ≤ 36 kVA courte utilisation

Puissance souscrite (P)	a₂ (€/kVA/an)	d₁ (c€/kWh)
P ≤ 9 kVA	3,48	3,39
9 kVA < P ≤ 18 kVA	6,30	3,14
18 kVA < P	12,51	2,60

Tarif BT ≤ 36 kVA moyenne utilisation avec différenciation temporelle

Puissance souscrite (P)	a₂ (€/kVA/an)	d₁ Heures pleines (c€/kWh)	d₂ Heures creuses (c€/kWh)
P ≤ 9 kVA	4,21	3,82	2,37
9 kVA < P ≤ 18 kVA	7,06	3,42	2,12
18 kVA < P	13,63	2,87	1,78

Tarif BT ≤ 36 kVA longue utilisation

	a₂ (€/kVA/an)	d₁ (c€/kWh)
Longue utilisation	55,55	1,31

Annexe 2 : Projet de règles tarifaires pour l'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT

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

1.2.1. Alimentation(s) principale(s)

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

1.2.2. Alimentation de secours

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

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

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

1.2.3. Alimentation complémentaire

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

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

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

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.

Un compteur évolué est un dispositif de comptage relié aux réseaux de télécommunication, paramétrable et consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le gestionnaire de réseau public. La relève et le contrôle des flux au point de connexion de l'installation sont assurés de façon automatisée.

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

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

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, du câble de garde.

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

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

1.16. Profilage

Système utilisé par les gestionnaires de réseaux publics pour calculer les consommations ou les productions, demi-heure par demi-heure, des utilisateurs pour lesquels la reconstitution des flux n'est pas réalisée à partir d'une courbe de mesure, en vue de la détermination des écarts de leurs responsables d'équilibre. Ce système est basé sur la détermination, pour des catégories d'utilisateurs, de la forme de leur consommation ou production (les profils).

1.17. Puissance active (P)

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

1.18. Puissance apparente (S)

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

1.19. 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.

1.20. 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.

1.21. Soutirage de puissance active

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

1.22. 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 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, de profilage 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 de branchement et 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 12 ci-après.

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 puissance de soutirage souscrite est définie au début d'une période de 12 mois consécutifs pour l'ensemble de cette période. 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 (CACS) ;
- la composante de regroupement conventionnel des points de connexion (CR) ;
- pour les gestionnaires de réseaux publics, la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation (CT), la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont et les écrêtements grand froid ;
- la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés (CDPP) ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive (CER).

Ces composantes s'appliquent nonobstant toute disposition contraire des cahiers des charges, des conventions de concession et des contrats, notamment celles relatives à la facturation de frais d'exploitation, d'entretien et de renouvellement.

L'énergie à prendre en compte pour calculer les composantes annuelles d'injection et de soutirage en chaque point de connexion est l'énergie correspondant au flux physique au point de connexion concerné, mesurée par période d'intégration par le dispositif de comptage contractuellement convenu.

3. Composante annuelle de gestion (CG)

La composante annuelle de gestion du contrat d'accès aux réseaux couvre les coûts de la gestion des dossiers des utilisateurs, l'accueil physique et téléphonique des utilisateurs, la facturation et le recouvrement. Son montant est fonction des conditions d'établissement de ce contrat par le gestionnaire de réseau public concerné soit directement avec un utilisateur de ce réseau, soit avec le fournisseur exclusif du site d'un utilisateur de ce réseau en application de l'article L. 111-92 du code de l'énergie.

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.

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
HTA		
BT > 36 kVA		
BT ≤ 36 kVA		

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, d'entretien et d'application des profils aux utilisateurs équipés de compteurs sans enregistrement de la courbe de mesure.

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.

En l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes et non-discriminatoires d'estimation des flux d'énergie injectés ou soutirés et des puissances souscrites, selon des règles publiées dans leur documentation technique de référence. Dans ce cas, la composante annuelle de comptage est égale à 1,20 €/an.

4.1. Dispositifs de comptage propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité

La composante annuelle de comptage facturée aux utilisateurs dont le dispositif de comptage est la propriété des gestionnaires de réseaux publics, ou des autorités organisatrices de la distribution publique, 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
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	
				Index	
BT	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	
				Index	
	P > 36 kVA	Mensuelle	Dépassement	Index	
			18 kVA < P ≤ 36 kVA	Semestrielle	
P ≤ 18 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index		
P ≤ 36 kVA	Bimestrielle	Compteur évolué	Index		

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).

Toutefois, pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA et les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT ayant souscrit une puissance supérieure à 120 kVA, dans le cas où l'utilisateur propriétaire d'un dispositif de comptage non conforme aux dispositions de l'arrêté du 4 janvier 2012 relatif aux dispositifs de comptage aurait refusé son remplacement, la composante annuelle de comptage facturée à l'utilisateur est définie dans le tableau 2.1 de la section 4.1 ci-dessus, 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
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	
				Index	
BT	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	
			Disjoncteur	Index	
	18 kVA < P ≤ 36 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	
	P ≤ 18 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	

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
HTA	0
BT	0

6. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension HTA

Pour l'établissement de leur composante annuelle des soutirages au domaine de tension HTA, les utilisateurs choisissent, pour chaque point de connexion et pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs, un des trois tarifs suivants :

- tarif optionnel sans différenciation temporelle ;
- tarif optionnel avec différenciation temporelle à 5 classes ;
- tarif optionnel avec différenciation temporelle à 8 classes.

6.1. Tarif optionnel sans différenciation temporelle

Les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite $P_{\text{Souscrite}}$ pour chacun des points de connexion au domaine de tension HTA pour lesquels ils ont choisi ce tarif.

En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

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

Le taux d'utilisation τ est calculé à partir de l'énergie active soutirée pendant la période de 12 mois $E_{\text{soutirée}}$ en kWh, de la puissance souscrite $P_{\text{Souscrite}}$ en kW et de la durée de l'année considérée D en heures selon la formule suivante :

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

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
HTA			

6.2. Tarifs optionnels avec différenciation temporelle

Pour chacun de leurs points de connexion au domaine de tension HTA pour lesquels ils ont choisi un tel tarif et pour chacune des n classes temporelles qu'il comporte, les utilisateurs choisissent, 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 :

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

6.2.1. Tarif HTA optionnel avec différenciation temporelle à 5 classes

Pour le tarif HTA à 5 classes temporelles ($n = 5$), les coefficients a_2 , d_i et k_i employés sont ceux des tableaux 5.1 et 5.2 ci-dessous :

Tableau 5.1

a_2 (€/kW/an)	
-----------------	--

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)	$d_1 =$	$d_2 =$	$d_3 =$	$d_4 =$	$d_5 =$
Coefficient pondérateur de puissance	$k_1 =$	$k_2 =$	$k_3 =$	$k_4 =$	$k_5 =$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. 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, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures de soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Les dimanches sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses à fixer dans la plage de 21 heures 30 à 7 heures 30.

6.2.2. Tarif HTA optionnel avec différenciation temporelle à 8 classes

Pour le tarif HTA à 8 classes temporelles ($n = 8$), les coefficients a_2 , d_i et k_i employés sont ceux des tableaux 6.1 et 6.2 ci-dessous :

Tableau 6.1

a_2 (€/kW/an)	
-----------------	--

Tableau 6.2

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines d'hiver (i = 2)	Heures pleines mars et novembre (i = 3)	Heures creuses d'hiver (i = 4)	Heures creuses mars et novembre (i = 5)	Heures pleines d'été (i = 6)	Heures creuses d'été (i = 7)	Juillet-Août (i = 8)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$d_1 =$	$d_2 =$	$d_3 =$	$d_4 =$	$d_5 =$	$d_6 =$	$d_7 =$	$d_8 =$
Coefficient pondérateur de puissance	$k_1 =$	$k_2 =$	$k_3 =$	$k_4 =$	$k_5 =$	$k_6 =$	$k_7 =$	$k_8 =$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de décembre, janvier et février. L'été inclut les mois d'avril, mai, juin, septembre et octobre. Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Les samedis, dimanches et jours fériés sont entièrement en heures creuses. Les autres jours comprennent 6 heures creuses à fixer dans la plage de 23 heures 30 à 7 heures 30. Les mois de juillet et août constituent une unique classe temporelle.

6.3. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

6.3.1. Tarif HTA avec compteurs mesurant les dépassements par période d'intégration de 10 minutes

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif sans différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = 0,08 \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif avec différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 0,15 \cdot k_i \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Les coefficients a_2 et k_i employés sont ceux des sections 6.1 et 6.2, selon l'option choisie.

6.3.2. Tarifs HTA avec compteur avec indicateur de puissance maximale

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif sans différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un comptage avec indicateur de puissance maximale ou avec enregistreur de puissance, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois à partir de ΔP_{\max} , différence entre la puissance maximale atteinte au cours du mois et la puissance souscrite, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = 0,7 \cdot a_2 \cdot \Delta P_{\max}$$

Pour les utilisateurs auxquels est appliqué un tarif avec différenciation temporelle et dont un point de connexion est équipé d'un comptage avec indicateur de puissance maximale ou avec enregistreur de puissance, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois à partir des $\Delta P_{(\max)i}$, différences, pour chaque classe temporelle, entre la puissance maximale atteinte au cours du mois pendant la classe temporelle considérée et la puissance souscrite pendant la classe temporelle considérée, selon les modalités ci-après :

$$\text{CMDPS} = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 1,6 \cdot k_i \cdot a_2 \cdot \Delta P_{(\max)i}$$

Les coefficients a_2 et k_i employés sont ceux des sections 6.1 et 6.2, selon l'option choisie.

7. Composantes annuelles des soutirages (CS) et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite (CMDPS) au domaine de tension BT

7.1. Composantes annuelles des soutirages et composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite au domaine de tension BT au-dessus de 36 kVA

Pour l'établissement de leur composante annuelle des soutirages au domaine de tension BT strictement supérieur à 36 kVA, les utilisateurs choisissent pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs, un des deux tarifs avec différenciation temporelle suivants : moyenne utilisation et longue utilisation.

Pour chacune des classes temporelles définies à la section 7.1.1 et à la section 7.1.2, et pour chacun de leurs points de connexion aux domaines de tension BT strictement supérieur à 36 kVA, les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kVA, une puissance souscrite apparente S_i où i désigne la classe temporelle.

Lorsque le contrôle des dépassements est effectué sur la puissance souscrite active, celle-ci est égale à la puissance souscrite apparente multipliée par 0,93.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite apparente est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite apparente est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En outre, quel que soit i , les puissances souscrites apparentes doivent être telles que $S_{i+1} \geq S_i$. En chacun de ces points de connexion, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

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

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

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

$$S_{\text{Souscrite pondérée}} = k_1 \cdot S_1 + \sum_{i=2}^n k_i \cdot (S_i - S_{i-1})$$

7.1.1. Tarif BT > 36 kVA longue utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA longue utilisation à 5 classes temporelles ($n = 5$), deux puissances souscrites apparentes au plus peuvent être appliquées à un même utilisateur. Les coefficients a_2 , k_i et d_i employés sont ceux des tableaux 7.1 et 7.2 ci-dessous :

Tableau 7.1

a_2 (€/kVA/an)	
------------------------------------	--

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)	$d_1 =$	$d_2 =$	$d_3 =$	$d_4 =$	$d_5 =$
Coefficient pondérateur de puissance	$k_1 =$	$k_2 =$	$k_3 =$	$k_4 =$	$k_5 =$

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. 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, à raison de 2 heures le matin dans la plage de 8 heures à 12 heures et de 2 heures le soir dans la plage de 17 heures à 21 heures. Tous les jours comprennent 8 heures creuses consécutives ou fractionnées en deux périodes comprises dans les plages de 12 heures à 16 heures et de 21 heures 30 à 7 heures 30.

7.1.2. Tarif BT > 36 kVA moyenne utilisation

Pour le tarif BT > 36 kVA moyenne utilisation à 4 classes temporelles ($n = 4$), les puissances souscrites apparentes doivent être telles que $S_1 = S_2 = S_3 = S_4$. Les coefficients a_2 et d_i employés sont ceux des tableaux 8.1 et 8.2 ci-dessous :

Tableau 8.1

a₂ (€/kVA/an)	
---------------------------------	--

Tableau 8.2

	Heures pleines d'hiver (i = 1)	Heures creuses d'hiver (i = 2)	Heures pleines d'été (i = 3)	Heures creuses d'été (i = 4)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	d ₁ =	d ₂ =	d ₃ =	d ₄ =

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. L'hiver inclut les mois de novembre à mars. L'été inclut les mois d'avril à octobre. Tous les jours comprennent 8 heures creuses consécutives ou fractionnées en deux périodes comprises dans les plages de 12 heures à 16 heures et de 21 heures 30 à 7 heures 30.

7.1.3. Composante mensuelle des dépassements de puissance souscrite (CMDPS)

Tarif BT > 36 kVA avec compteur
à dépassement de puissance active

Pour les utilisateurs BT au-dessus de 36 kVA ayant choisi le tarif longue utilisation et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite active par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = \sum_{\text{classes } i \text{ du mois}} 0,15 \cdot k_i \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Les coefficients a_2 et k_i employés sont ceux de la section 7.1.1.

Pour les utilisateurs BT au-dessus de 36 kVA ayant choisi le tarif moyenne utilisation et dont un point de connexion est équipé d'un compteur mesurant les dépassements de puissance active par rapport à la puissance souscrite par période d'intégration de 10 minutes, les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite relatives à ce point sont établies chaque mois pour chacune des classes temporelles du mois considéré, selon les modalités ci-après :

$$CMDPS = 0,15 \cdot a_2 \cdot \sqrt{\sum (\Delta P^2)}$$

Les dépassements de puissance, ΔP , par rapport à la puissance souscrite au moment du dépassement sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le coefficient a_2 employé est celui de la section 7.1.2.

Tarif BT > 36 kVA avec compteur
à dépassement de puissance apparente

Pour les utilisateurs BT au-dessus de 36 kVA dont un point de connexion est équipé de compteurs mesurant les dépassements, ΔS , entre la puissance apparente observée toutes les minutes en moyenne quadratique glissante et la puissance souscrite, les composantes mensuelles de dépassement de puissance apparente souscrite relative à ce point sont établies chaque mois, pour chacune des classes temporelles du mois considéré sur la base de la durée de dépassement h (en heures) et selon la formule ci-après :

$$\text{CMDPS} = 11,11 \text{ h}$$

7.2. Composante annuelle des soutirages au domaine de tension BT jusqu'à 36 kVA inclus

Pour l'établissement de la composante annuelle de leurs soutirages au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, les utilisateurs choisissent, pour l'intégralité d'une période de 12 mois consécutifs, un des trois tarifs suivants :

- courte utilisation ;
- moyenne utilisation avec différenciation temporelle ;
- longue utilisation.

Pour le tarif de leur choix, ils définissent une puissance souscrite, $P_{\text{Souscrite}}$, par multiples de 1 kVA.

Lorsque le contrôle des dépassements de la puissance souscrite est assuré par un disjoncteur à l'interface avec le réseau public, la puissance souscrite est égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

En chacun des points de connexion au domaine de tension BT jusqu'à la puissance souscrite de 36 kVA incluse, la composante annuelle des soutirages est établie selon la formule suivante :

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

E_i désigne l'énergie soutirée pendant la $i^{\text{ème}}$ classe temporelle, exprimée en kWh et $P_{\text{Souscrite}}$ désigne la puissance souscrite égale à la puissance de réglage de l'équipement de surveillance qui commande le disjoncteur.

7.2.1. Tarif BT ≤ 36 kVA courte utilisation

Pour le tarif courte utilisation, $n = 1$ et les coefficients a_2 et d_1 employés sont ceux du tableau 9 ci-dessous :

Tableau 9

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
$P \leq 9 \text{ kVA}$		
$9 \text{ kVA} < P \leq 18 \text{ kVA}$		
$18 \text{ kVA} < P$		

7.2.2. Tarif BT ≤ 36 kVA moyenne utilisation avec différenciation temporelle

Pour le tarif moyenne utilisation avec différenciation temporelle, $n = 2$ et les coefficients a_2 , d_1 et d_2 employés sont ceux du tableau 10 ci-dessous :

Tableau 10

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 Heures pleines (c€/kWh)	d_2 Heures creuses (c€/kWh)
$P \leq 9 \text{ kVA}$			
$9 \text{ kVA} < P \leq 18 \text{ kVA}$			
$18 \text{ kVA} < P$			

Les classes temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. Les heures creuses sont au nombre de 8 par jour, sont éventuellement non contiguës, et doivent être fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures.

7.2.3. Tarif BT ≤ 36 kVA longue utilisation

Pour l'application du tarif longue utilisation, en l'absence de dispositifs de comptage, les gestionnaires de réseaux publics peuvent prévoir des modalités transparentes et non discriminatoires d'estimation des flux d'énergie soutirés et des puissances souscrites.

Le pas de souscription de puissance est de 0,1 kVA, $n = 1$ et les coefficients a_2 et d_1 employés sont ceux du tableau 11 ci-dessous :

Tableau 11

	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
Longue utilisation		

8. 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.

8.1. 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 12

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTA		Liaisons aériennes : Liaisons souterraines :

8.2. 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 12 ci-dessus. La puissance souscrite sur les alimentations de secours est inférieure ou égale à la puissance souscrite sur les alimentations principales.

Lorsqu'une alimentation de secours est partagée entre plusieurs utilisateurs, la facturation des parties dédiées des alimentations de secours et traversées par des flux ayant pour destination des points connexion de plusieurs utilisateurs est répartie entre ces utilisateurs au prorata des puissances qu'ils ont souscrites sur cette alimentation de secours.

Lorsque l'alimentation de secours est 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 12 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 13 ci-dessous, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :

Tableau 13

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTA	
BT	

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 12 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 14 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 14

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 2	HTA			
HTB 1	HTA			
HTA	BT	-	-	-

9. 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 HTA 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 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 des gestionnaires de réseaux publics.

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.

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

Le coefficient k est défini par le tableau 15 suivant :

Tableau 15

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTA	Liaisons aériennes : Liaisons souterraines :

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

10.1. 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 $P_{Souscrite}$.

$$CT = k \cdot P_{Souscrite}$$

Le coefficient k employé est celui défini dans le tableau 16 ci-dessous :

Tableau 16

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
BT	HTA	

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités de la section 9. 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.

10.2. 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 10.1.

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

10.3. 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.

11. 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 HTA, 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 6.3.

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

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le facteur k applicable est défini dans le tableau 17 ci-dessous :

Tableau 17

Domaine de tension	k (c€/kW)
HTA	

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.

12. 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 12.1 et 12.2 ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité.

12.1. 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 18 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 18 ci-dessous, pendant les heures de pointe et les heures pleines d'hiver ainsi que les heures pleines de novembre et mars des options à 8 classes temporelles ;
- sans limitation en dehors de ces périodes.

Pendant les périodes soumises à limitation, l'énergie réactive absorbée dans les domaines de tension HTA et BT au-dessus de 36 kVA au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ est facturée selon le tableau 18 ci-dessous :

Tableau 18

Domaine de tension	Rapport $tg \varphi_{max}$	c€/kvar.h
HTA	0,4	
BT > 36 kVA	0,4	

12.2. Flux d'injection

Lorsque les flux physiques d'énergie active en un point de connexion sont des flux d'injection, et que l'installation n'est pas régulée en tension, l'utilisateur s'engage, d'une part, à ne pas absorber de puissance réactive dans le domaine de tension BT et, d'autre part, à fournir ou à absorber dans le domaine de tension HTA une quantité de puissance réactive déterminée par le gestionnaire du réseau public et fixée en fonction de la puissance active livrée au gestionnaire du réseau public, selon les règles publiées dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau public de distribution.

Dans le domaine de tension BT, pour les installations de puissance supérieure à 36 kVA, l'énergie réactive absorbée est facturée selon le tableau 19 ci-dessous.

Dans le domaine de tension HTA, l'énergie réactive fournie ou absorbée au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ ou en deçà du rapport $tg \varphi_{min}$ est facturée selon le tableau 19 ci-dessous.

Cependant, en dessous d'un seuil de faible production mensuel, est facturée selon le tableau 19 ci-dessous l'énergie réactive fournie ou absorbée en deçà du rapport $tg \varphi_{min}$ ou au-delà d'un seuil de réactif mensuel.

Le gestionnaire de réseau public de distribution fixe le seuil de faible production et le seuil de réactif mensuel. Il détermine les valeurs $tg \varphi_{max}$ et $tg \varphi_{min}$ des seuils du rapport $tg \varphi$ par plage horaire.

Tableau 19

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	
BT > 36 kVA	

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. 321-12 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
HTA	

12.3. 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 de transport 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.

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. Le terme contractualisé $tg \varphi_{max}$ est inférieur à 0,4 et tient compte, par défaut, des valeurs historiques du rapport $tg \varphi$ constatées.

Tableau 21

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	

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.

13. Indexation de la grille tarifaire

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 sont ajustées mécaniquement le 1^{er} août de l'année N , à l'exception des coefficients pondérateurs de puissance des composantes de soutirage ainsi que des coefficients c des tableaux 4, 5.2, 6.2 et 7.1.

La grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} août 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, d'un facteur

d'évolution des coûts et d'un facteur d'apurement du Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP).

La grille tarifaire est ajustée mécaniquement du pourcentage suivant :

$$Z'_N = IPC_N - X' + K'_N$$

Z'_N : pourcentage d'évolution 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, arrondi au dixième de pourcent le plus proche, 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).

X' : facteur d'évolution des coûts égal à [à définir].

K'_N : facteur d'apurement du CRCP pour l'année N arrondi au dixième de pourcent le plus proche, 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 %.

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 divisible par 12 le plus proche ;
- les autres coefficients soumis à l'ajustement sont arrondis au centième de plus proche de l'unité dans laquelle ils sont exprimés.

14. Disposition transitoire relative à la mise en œuvre des présentes règles tarifaires

Pendant les six premiers mois d'application des présentes règles tarifaires et pour les domaines de tension HTA et BT, les utilisateurs (ou les tiers autorisés par eux) choisissent, pour chaque point de connexion, leur option tarifaire sans qu'ils aient à respecter des périodes de 12 mois consécutifs depuis leur précédent choix d'option tarifaire. Cette disposition ne s'applique pas à la souscription de puissance de soutirage.

Annexe 3 : Chiffrage de la demande formelle d'ERDF transmise à la CRE par courrier en date du vendredi 5 juillet 2013

«

**NIVEAU GLOBAL DES CHARGES A COUVRIR
PAR TURPE 4 - HTA/BT**

Le niveau global des charges à tarifer par le TURPE sur la période 2014-2017 est le suivant :

Meur courants	2014	2015	2016	2017	CUMUL 14-17
ACHATS liés au système électrique	-4 737	-4 813	-4 951	-5 088	-19 589
OPEX brutes hors achats liés au système électrique	-6 880	-7 098	-7 251	-7 351	-28 580
PRODUITS à déduire des charges à couvrir	2 584	2 662	2 745	2 816	10 808
1 - CHARGES NETTES D'EXPLOITATION	-9 033	-9 249	-9 457	-9 624	-37 362
Rémunération BAR ERDF (yc Immo en cours)	-2 232	-2 331	-2 429	-2 526	-9 518
Amortissements tarifés	-1 712	-1 809	-1 895	-1 981	-7 397
Rémunération BAR Concédants	-158	-163	-168	-172	-661
2 - CHARGES DE CAPITAL	-4 103	-4 303	-4 491	-4 679	-17 576
CRCP Incitations	7	7	7	7	27
Apurements liés au changement de modèle	219	219	219	219	877
3 - APUREMENTS PASSES	226	226	226	226	904
CHARGES A COUVRIR (1+2+3)	-12 909	-13 326	-13 722	-14 077	-54 034

Ce niveau global est sous-tendu par :

- pour les charges nettes d'exploitation : le plan d'affaires 2014-2017, dont les éléments synthétiques ont fait l'objet du courrier du 26 juin 2013, et dont le détail a été transmis par les services d'ERDF à la même date ;
- pour les charges de capital : les modalités de calcul précisées dans la proposition d'ERDF ci jointe ;
- pour les apurements passés : le solde de la régulation incitative de TURPE3bis (qualité d'alimentation et qualité de services) et les apurements sur la période liés aux changements de méthode de détermination des charges de capital.

Cette demande n'intègre pas :

- le projet de comptage évolué **Linky** ;
- la charge liée à la rétrocession à EDF SEI, dont le montant anticipé par la CRE, en cumul sur la période 2013-2016, était de 484M€ (source : consultation publique du 6 novembre 2012)
- le solde prévisionnel à fin 2013 du CRCP tel que défini par les nouveaux tarifs HTA-BT pour la période 2009-2013 et résultant de l'estimation qui vous a été transmise le 26 juin dernier. »