

Proposition de la Commission de régulation de l'énergie du 26 février 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

Participaient à la séance : Monsieur Philippe de LADOUCKETTE, président, Monsieur Michel LAPEYRE, vice-président, Monsieur Maurice MEDA, vice-président, Monsieur Jean-Paul AGHETTI, Monsieur Eric DYEYRE, Monsieur Jean-Christophe LE DUIGOU et Monsieur Emmanuel RODRIGUEZ, commissaires.

Exposé des motifs

I. Introduction

Conformément aux dispositions de l'article 4 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) propose aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3) destinés à se substituer aux tarifs en vigueur (TURPE 2) approuvés par la décision ministérielle du 23 septembre 2005 et entrés en application le 1^{er} janvier 2006.

Pour préparer cette proposition, la CRE a procédé, en février 2008, à une première consultation publique sur les principes de tarification envisagés. Fin août 2008, elle a lancé une seconde consultation sur ses orientations en termes de niveaux tarifaires, d'évolutions du cadre de régulation et de grille tarifaire moyenne. Les contributions qu'elle a reçues lui ont permis de recueillir les réactions et suggestions des acteurs (consommateurs, autorités concédantes, fournisseurs, producteurs, gestionnaires de réseaux, syndicats). La CRE a également reçu de nombreux courriers d'élus, principalement sur la question de la qualité et de la modernisation des réseaux publics de distribution.

La CRE a transmis le 31 octobre 2008 aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie une proposition relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Par décision du 19 décembre 2008, les ministres ont souhaité, en vue de l'approbation de cette proposition, qu'y soient intégrés les deux éléments suivants :

- l'achèvement dès 2017 de la sécurisation mécanique du réseau public de transport ;
- une différenciation temporelle ou saisonnière des tarifs susceptible d'inciter les consommateurs à limiter leur consommation aux périodes de pointe de consommation.

Dans la présente proposition, comme dans celle transmise le 31 octobre 2008, la CRE poursuit deux objectifs :

- Donner aux gestionnaires de réseaux les moyens d'accomplir au mieux leurs missions de service public.

Ces missions s'exercent aujourd'hui dans un contexte de forte augmentation des coûts, liée à plusieurs facteurs :

- une nécessaire amélioration de la qualité pour faire face à l'augmentation de la durée moyenne de coupure constatée sur les réseaux de distribution. Cette situation appelle un important effort d'investissements ;

- des besoins de raccordement et de renforcement des réseaux de transport et de distribution consécutifs au nouveau cycle d'investissements dans la production d'électricité ;
- la construction de nouvelles infrastructures d'interconnexion pour renforcer l'intégration des marchés électriques en Europe ;
- l'engagement des distributeurs dans des démarches de modernisation des réseaux qui leur sont concédés, concernant en particulier les dispositifs de comptage, pour répondre aux enjeux liés à l'ouverture des marchés, au développement de la production décentralisée et à la maîtrise de l'énergie.

Sur le moyen terme, ces projets d'investissements devraient bénéficier au consommateur final.

Afin de relever ces défis, les gestionnaires de réseaux doivent disposer de ressources tarifaires supplémentaires.

- S'assurer d'une maîtrise raisonnable des coûts pour ne pas alourdir excessivement les charges pesant sur les consommateurs.

L'article 4 du règlement (CE) n°1228/2003 dispose, en effet, que les tarifs d'accès aux réseaux « reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ». La couverture des coûts effectivement supportés par les gestionnaires de réseaux s'accompagne d'incitations à utiliser au mieux les ressources tarifaires qui leur sont attribuées.

Afin de préserver la concurrence entre fournisseurs sur le marché ouvert, il importe que les différents tarifs réglementés de vente d'électricité tiennent compte de l'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics qui leur sont associés de façon à refléter les coûts, comme l'exige la loi, dès que possible, après l'entrée en vigueur de ces tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

II. Principales orientations retenues par la CRE

A. Les déterminants du niveau tarifaire

Développement et renouvellement des réseaux pour améliorer la qualité et accompagner le développement de la production et des interconnexions

S'agissant de la qualité sur les réseaux de distribution, ERDF a proposé deux scénarios. La CRE retient le scénario le plus ambitieux, qui comporte 20 % d'investissements supplémentaires pour la qualité de desserte sur la période 2009-2012. Elle affirme ainsi sa volonté de donner aux distributeurs les moyens de redresser la qualité.

Les investissements dans les réseaux de distribution financés par ERDF s'élèvent à 11,9 milliards d'euros entre 2009 et 2012, soit un montant annuel moyen en progression de 45 % par rapport à 2008. Ce montant comprend 3,3 milliards d'euros pour la qualité de desserte et 3,9 milliards d'euros pour les raccordements.

Les investissements sur le réseau de transport, quant à eux, s'élèvent à 4,7 milliards d'euros entre 2009 et 2012, soit un montant annuel moyen en progression de 36 % par rapport à 2008. Ils portent principalement sur le développement du réseau de grand transport et des interconnexions pour 1,5 milliard d'euros, sur le développement des réseaux régionaux pour 1,4 milliard d'euros et sur le renouvellement du réseau pour 1,3 milliard d'euros.

La partie des recettes liées aux mécanismes de gestion des interconnexions avec les Etats voisins non affectées *ex ante* à la baisse du TURPE, soit 202,9 millions d'euros, est dédiée au financement d'investissements dans les interconnexions. Cette affectation, conforme au règlement (CE) n°1228/2003, a pour objet de couvrir les surcoûts environnementaux liés à ces grands projets.

Sécurisation des infrastructures de réseaux électriques

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

Eu égard à l'importance de la sécurisation pour la sûreté du système électrique et pour la sécurité d'alimentation, la CRE retient l'enveloppe globale de sécurisation portée à 2,4 milliards d'euros par RTE. Cette augmentation de 41 % par rapport à l'enveloppe initiale doit permettre notamment de sécuriser des infrastructures non prévues dans le programme initial.

La présente proposition intègre les dépenses programmées pour la période 2009-2012 de cette nouvelle enveloppe en vue d'un achèvement en 2017 de la sécurisation du réseau public de transport.

Un taux de rémunération des actifs équilibré compte tenu de la diminution du profil de risque des gestionnaires de réseaux

Les modalités essentielles de calcul de la base d'actifs régulés (BAR) et du taux de rémunération mises en place dans le cadre du TURPE 2 sont maintenues. Le taux de rémunération de la base d'actifs est de 7,25 %, nominal avant impôt. Les fourchettes de valeurs retenues pour la fixation de ce taux, par rapport à celles du TURPE 2, prennent en compte, d'une part, la hausse des coûts de financement et, d'autre part, la diminution sensible du profil de risque des gestionnaires de réseaux.

La CRE reconduit en effet les dispositifs de recouvrement des charges et produits jugés difficilement prévisibles et non maîtrisables (Compte de Régulation des Charges et des Produits ou CRCP), mis en place dans les tarifs en vigueur, mais en élargit le périmètre. En particulier, le risque lié aux incertitudes de soutirages est désormais inclus dans le périmètre du CRCP. Cette garantie du revenu tarifaire des gestionnaires de réseaux, pour la part volume, est justifiée par l'incertitude pesant sur le niveau des soutirages et des injections, ainsi que sur le nombre de raccordements, sous l'effet du développement des actions de maîtrise de l'énergie et de la production décentralisée.

Couverture des coûts et niveau tarifaire résultant

La CRE retient l'intégralité des montants d'investissements souhaités par les opérateurs et des charges d'exploitation qu'ils ont présentées pour les accompagner, en particulier les charges de personnel.

Elle tient également compte de l'augmentation des charges liées à la compensation des pertes en ligne par rapport au TURPE 2. Le montant de ces charges est très sensible au niveau des prix de marché de l'électricité. La forte baisse de ces prix observée depuis le début d'année 2009 modifie sensiblement l'estimation de ces charges et par conséquent le niveau du tarif de distribution. En revanche, pour le transport, deux effets se compensent. D'une part, tout comme pour la distribution, le coût prévisionnel d'achat des pertes diminue. D'autre part, les différentiels de prix de marché entre pays voisins constatés aujourd'hui conduisent à diminuer le montant anticipé des recettes liées aux mécanismes de gestion des interconnexions.

La répercussion des dernières évolutions de prix de marché sur le coût d'achat des pertes ne remet pas en cause la capacité de financement de RTE et d'ERDF sur la période tarifaire, ce poste étant éligible au CRCP. Elle est de surcroît bénéfique à la compétitivité des entreprises, au pouvoir d'achat des consommateurs et à l'ouverture du marché.

Enfin, le solde estimé du CRCP au 31 décembre 2008 se traduit, pour RTE comme pour ERDF, par un trop perçu dont la restitution aux utilisateurs sur la période d'application du TURPE 3 vient modérer les niveaux de charges à couvrir par les tarifs.

En conséquence, la présente proposition, conçue pour permettre aux gestionnaires de réseaux de couvrir leurs coûts sur une période de quatre ans à partir de 2009, prévoit une hausse lors de son entrée en vigueur de 2 % du tarif d'utilisation du réseau de transport et de 3 % du tarif d'utilisation des réseaux de distribution. De 2010 à 2012, les grilles tarifaires évolueront en fonction du taux d'inflation majoré de 0,4 % dans le cas du réseau de transport, et de 1,3 % dans le cas des réseaux de distribution (cf. section IV.A).

Ces évolutions tarifaires permettront à ERDF de dégager une capacité d'autofinancement qui devrait couvrir ses investissements. En tenant compte de la trésorerie disponible, ERDF n'aura pas besoin de recourir à l'emprunt, sous réserve de la politique de dividendes qui sera menée par son actionnaire.

Le tarif ne suffit pas à lui seul à garantir la réalisation de tous les investissements nécessaires. En effet, l'évolution de l'endettement et la politique de remontée des dividendes à la maison mère décidées par l'actionnaire pourraient entrer en concurrence avec les investissements prévus pour améliorer la qualité sur les réseaux. Donner au régulateur la compétence d'approuver le montant

global des investissements sur les réseaux de distribution, en complément du rôle essentiel des autorités concédantes et en liaison avec celles-ci, présenterait l'avantage de s'assurer de l'adéquation des investissements aux besoins.

B. Principes de la régulation

Prévisibilité des principes de régulation

En matière de structure tarifaire, les principes en vigueur seront révisés en vue d'un renforcement important de la différenciation temporelle. Cependant, cette révision nécessite des études approfondies afin de concilier au mieux les objectifs de reflet des coûts et de limitation de la consommation en période de pointe.

Par conséquent, dans un premier temps, est renforcé le degré de modulation temporelle des seuls tarifs de distribution. Cette disposition s'appuie sur l'augmentation constatée, ces dernières années, de la différenciation temporelle des prix de marché et, donc, du coût d'achat des pertes. Cette modification permettra déjà d'inciter un plus grand nombre d'utilisateurs à choisir un tarif à différenciation temporelle, ce qui favorisera la consommation en dehors des périodes où la consommation est la plus importante.

La CRE conduira des travaux approfondis sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution. Les résultats de ces études pourraient amener à repenser la méthode de construction des tarifs.

Tout changement en profondeur de la structure remettant en cause les équilibres financiers des utilisateurs de réseaux, cette réflexion sur les principes de tarification sera menée en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés.

La CRE a pour objectif de faire aboutir ces travaux dans un délai de deux ans. Elle envisage de proposer alors aux ministres de modifier en conséquence les règles tarifaires, sans affecter le revenu autorisé prévu pour RTE et ERDF.

En matière de niveau tarifaire, la CRE reconduit les principes actuellement en vigueur. En particulier, les principes essentiels de calcul de la BAR sont maintenus. La BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs. Dans le cas d'ERDF, les actifs sont intégrés dans la BAR indépendamment de leur mode de financement, par le distributeur ou les concédants.

Toutefois, une part significative des charges des gestionnaires de réseaux est constituée des coûts liés à la compensation des pertes. Face à ce constat, des acteurs s'interrogent sur la nécessité de faire évoluer le dispositif d'achat des pertes. C'est pourquoi la CRE met en place un groupe de travail rassemblant les différentes parties prenantes. Il a pour mission de dresser un diagnostic des différentes évolutions envisageables. Les conclusions de ce groupe seront présentées fin 2009.

Visibilité tarifaire pour les opérateurs : des tarifs pluriannuels de quatre ans

L'instauration de tarifs d'une durée de quatre ans garantit une meilleure visibilité aux gestionnaires de réseaux de transport et de distribution sur l'évolution de leurs recettes.

Cet allongement de la période tarifaire facilite également, pour les gestionnaires de réseaux, la réalisation des adaptations qui leur permettront de maîtriser leurs coûts et d'améliorer la qualité comme les dispositifs instaurés par la présente proposition devraient les y inciter.

Incitations des gestionnaires de réseaux à offrir le service le plus performant au meilleur coût

Souhaitant qu'au cours de la période tarifaire les gestionnaires de réseaux améliorent l'efficacité technico-économique de leur activité, tout en veillant au respect des missions de service public qui leur ont été confiées, la CRE instaure des incitations à la maîtrise des coûts et à l'amélioration de la qualité.

A cet effet, la CRE retient les niveaux de gains de productivité sur les charges d'exploitation maîtrisables proposés par les gestionnaires de réseaux. Si, en cours de période tarifaire, un gestionnaire de réseau réalise des efforts additionnels, la productivité supplémentaire dégagée sera partagée entre le gestionnaire de réseau et les consommateurs.

La présente proposition met en place également un dispositif spécifique visant à inciter les gestionnaires de réseaux à maîtriser leurs coûts liés à la compensation des pertes sur les réseaux.

Ces dispositions sont accompagnées d'un schéma de régulation incitant les gestionnaires de réseaux à améliorer la qualité offerte aux utilisateurs, qualité d'alimentation comme qualité de service. Ce schéma de régulation incitative de la qualité permet notamment de s'assurer que les gestionnaires de réseaux ne réalisent pas de gains de productivité au détriment du niveau de qualité.

III. Niveau des tarifs

A. Charges d'exploitation

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

- sur les données issues des comptes sociaux 2007 des opérateurs ;
- sur les prévisions d'évolution des charges communiquées par RTE et ERDF ;
- sur l'audit des comptes dissociés 2006 et du bilan d'ouverture 2007 de ERDF, mené par un cabinet extérieur ;
- sur l'audit des comptes 2006 de RTE mené par la CRE.

Les charges d'exploitation augmentent fortement par rapport aux charges d'exploitation prévisionnelles ayant servi de base au calage du TURPE 2. Un des principaux facteurs explicatifs de cette hausse, outre l'inflation, est l'augmentation du prix d'achat des pertes. L'accroissement de ces charges accompagne également l'effort d'investissement des opérateurs. Il peut aussi refléter certains effets spécifiques. C'est par exemple, pour ERDF, le cas des dépenses liées à des dispositions réglementaires (élimination des transformateurs contenant du PCB) ou des charges nouvelles liées à l'ouverture des marchés.

Afin de donner les moyens aux opérateurs de faire face à de telles dépenses et plus généralement, à leurs missions de service public et afin de leur donner les moyens d'accompagner leurs programmes d'investissements, les demandes de couverture de l'ensemble des charges prévisionnelles liées à l'exploitation, la maintenance, le développement et la modernisation des réseaux ont été retenues par la CRE telles que formulées par les gestionnaires de réseaux.

Par ailleurs, il est rappelé que les prévisions de recettes perçues indépendamment des tarifs d'utilisation des réseaux sont déduites des charges d'exploitation à couvrir par les tarifs.

1. Charges liées à la compensation des pertes d'énergie

Conformément aux dispositions de la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003 et de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution achètent l'énergie nécessaire à la compensation de leurs pertes d'énergie selon des procédures concurrentielles non discriminatoires et transparentes.

Pour RTE et ERDF, les niveaux prévisionnels de volume de pertes d'énergie et de charges liées à la compensation de ces pertes, retenus pour le calage du niveau tarifaire sont les suivants :

Moyenne TURPE 3	RTE	ERDF
Volume (TWh)	11,5	21,6
Coût (M€)	750	1 372

Les volumes de pertes d'énergie ont été déduits des courbes de charge prévues par les gestionnaires de réseaux pour la période de 2009-2012. Les niveaux de charges liées à la compensation de ces pertes pour chaque année de référence des tarifs ont été estimés à partir du volume annuel de pertes d'énergie correspondant et des prix de marché à terme constatés.

2. Coûts des services système

Le tarif d'utilisation du réseau public de transport couvre les coûts liés (i) à la constitution des réserves primaires et secondaires de réglage de la fréquence-puissance active ; (ii) à la constitution des réserves primaires et secondaires de réglage de la tension-puissance réactive ; (iii) aux ajustements pour la reconstitution des services système ; (iv) à la compensation synchrone.

Le niveau prévisionnel moyen des coûts des services système retenu pour le calage du niveau tarifaire est de 337,4 millions d'euros par an.

À l'exception du (iii), le coût des services système pris en compte dans la présente proposition tarifaire est fondé sur les contrats de participation aux services système signés entre RTE et les producteurs pour la période de 2008 à 2010. Pour la période de 2011 à 2012, le coût des services système présenté par RTE suit une évolution similaire.

La publication du décret n°2008-386 du 23 avril 2008 et de son arrêté d'application du 23 avril 2008, qui définissent les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique, ne modifie pas les modalités de la participation des producteurs aux services système.

3. Coûts du dispositif de Responsable d'Equilibre (RE)

Tous les utilisateurs des réseaux publics, ayant ou non exercé leur éligibilité, bénéficient du dispositif de responsable d'équilibre. Les coûts correspondants sont par conséquent inclus dans le périmètre des charges couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, à l'exception de la part de ces coûts directement facturée par RTE aux utilisateurs de ce dispositif ne disposant pas de point de connexion aux réseaux publics, tels que les acteurs de marché réalisant des échanges de blocs sur les marchés de gros.

4. Coûts des congestions

Les coûts des congestions sont inclus dans le périmètre des charges couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Ils ont été estimés à partir des prévisions fournies par RTE. Ils se composent de coûts de congestions nationales et internationales. Ces dernières reflètent les mesures prises par le gestionnaire de réseau de transport pour garantir la disponibilité réelle des capacités d'interconnexion attribuées, conformément au règlement (CE) n°1228/2003.

5. Contribution au mécanisme européen de compensation pour les transits

La contribution de RTE au mécanisme européen de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport pour les transits internationaux d'énergie est incluse dans le périmètre des charges couvertes par les tarifs. Elle a été estimée à partir des prévisions fournies par RTE.

6. Charges de personnel

Les propositions des opérateurs concernant les charges de personnel ont été prises en compte. Les trajectoires retenues intègrent :

- les hypothèses des opérateurs en termes d'évolution des effectifs et de rémunération ;
- les effets de la réforme du régime des retraites des IEG prévue par le décret n°2008-69 du 22 janvier 2008 modifiant le statut national du personnel des industries électriques et gazières.

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

L'enveloppe budgétaire retenue sur la période d'application du TURPE 3 permettant l'achèvement du programme de sécurisation mécanique en 2017 est évaluée à 186 M€ par an en moyenne. Cette enveloppe fera l'objet d'un suivi régulier par la CRE.

8. Impôts, taxes et redevances

Ce poste est principalement constitué :

- de la taxe professionnelle versée par les opérateurs ;
- des redevances liées au FACE et FPE pour ERDF ;
- des redevances de concessions pour ERDF ;
- de la taxe sur les pylônes pour RTE.

9. Charges centrales

Depuis sa filialisation, RTE ne paye aucune charge groupe à EDF. La sortie du *cash pooling* EDF a mené également RTE à interrompre les versements effectués à EDF au titre de la gestion de la trésorerie et seul subsiste désormais un versement de RTE à EDF, limité à 1 million d'euros par an environ sur la période 2009-2012, au titre de la gestion de certaines lignes de dette à long terme.

EDF envisage de facturer à ERDF des frais de siège sur la période 2009-2012. Ces frais de siège doivent trouver une contrepartie, au titre de services rendus par la maison mère à sa filiale, qu'ERDF n'a pas les moyens d'assumer de façon autonome pour le moment. Par conséquent, la CRE retient dans sa proposition tarifaire un montant de 70 million d'euros, qui exclut toute facturation d'EDF liée à des frais de communication et de stratégie ainsi qu'à la prise en compte d'une marge. Ce montant est prévu de façon transitoire pour la période d'application du TURPE 3. ERDF devra s'organiser dans les deux ans qui suivent l'entrée en vigueur des tarifs afin de se doter de moyens propres pour l'accomplissement de tels services, sur le modèle de RTE. Cette enveloppe ne fait partie ni des postes de charges soumis à objectifs de productivité, ni des postes éligibles au CRCP.

10. Niveau des charges d'exploitation

a) RTE

Le niveau des charges d'exploitation retenu pour RTE est le suivant :

RTE - montants en millions d'€	Moyenne TURPE 3
Charges d'exploitation brutes	3 085
Produits d'exploitation à déduire	-102
Charges nettes d'exploitation	2 983

b) ERDF

Le niveau des charges d'exploitation retenu pour ERDF est le suivant :

ERDF - montants en millions d'€	Moyenne TURPE 3
Charges d'exploitation brutes	9 482
Produits d'exploitation à déduire	-1 141
Charges nettes d'exploitation	8 341

B. Charges de capital

Les charges de capital comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé.

Pour calculer les charges de capital à couvrir par les tarifs, la CRE retient les montants prévisionnels d'investissements présentés par les opérateurs de réseaux. Le taux de rémunération de la BAR est maintenu à 7,25 %, nominal avant impôt.

1. Hypothèses d'investissements

La CRE retient les trajectoires d'investissements proposées par les opérateurs. Concernant les investissements d'ERDF, la CRE privilégie, parmi les propositions de l'opérateur, la chronique dite de redressement ciblé de la qualité, soit la plus favorable à l'amélioration de la qualité. Pour RTE, la CRE intègre un accroissement significatif des investissements sur le réseau de transport visant à répondre aux différents besoins de renouvellement du réseau, de raccordement et de développement des interconnexions.

Les dépenses d'investissements retenues sont les suivantes :

<i>montants en millions d'€</i>	2009	2010	2011	2012
RTE	1 040	1 112	1 192	1 360
Part ERDF* (trajectoire "qualité ciblée")	2 588	2 732	2 786	3 770

* Investissements financés par ERDF (hors financements de tiers).

2. Base d'Actifs Régulée (BAR)

Les principes de valorisation de la base d'actifs régulée retenus pour le TURPE 2 sont reconduits. La valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs. La date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1^{er} janvier de l'année suivant leur mise en service. La BAR prévue de 2009 à 2012 progresse au rythme des investissements mis en service sur la période et diminue des dotations aux amortissements couvertes par les tarifs.

Par ailleurs, le principe en vigueur depuis le TURPE 2 concernant les immobilisations ayant bénéficié de la réévaluation de 1976 est maintenu. Celles-ci sont incluses dans la BAR à leur valeur d'acquisition (hors réévaluation). Le besoin en fonds de roulement (BFR) est exclu du périmètre des actifs retenus pour la BAR. Par ailleurs, une couverture de la charge financière associée aux immobilisations en cours n'est désormais prise en compte que dans la mesure où les activités régulées concernées financent des investissements dont la phase de dépenses avant mise en service s'étale sur une durée longue. En conséquence, aucune rémunération n'est prévue dans le cas d'ERDF. Pour RTE, la rémunération de ces actifs est déterminée sur la base de la méthodologie généralement retenue pour les intérêts intercalaires, avec la prise en compte d'un taux d'intérêt comparable au coût de la dette.

Le taux de rémunération retenu pour les immobilisations en cours de RTE est de 4,8 % nominal avant impôt, en cohérence avec les paramètres retenus pour le calcul du coût moyen pondéré du capital (voir ci-dessous).

a) RTE

Outre les principes rappelés ci-dessus, la BAR est diminuée des subventions d'investissements et des produits constatés d'avance de la part de la filiale @rteria de RTE, conformément à la délibération de la CRE du 7 décembre 2006.

La trajectoire prévisionnelle retenue pour la BAR sur la période 2009-2012 est la suivante :

<i>RTE - montants en millions d'€</i>	2009	2010	2011	2012
BAR retenue au 01/01/N	10 408	10 558	10 789	11 152

b) ERDF

Lors de la fixation du TURPE 2, la CRE a considéré comme principe général que la valeur des actifs à retenir dans la BAR devait être dissociée de leur mode de financement, financement direct par le distributeur ou financement par le concédant. Il en découle toutefois la nécessité de veiller à ce que le gestionnaire de réseau ne perçoive pas une double rémunération associée à ces actifs, d'où les modalités de calcul de la BAR décrites dans l'exposé des motifs du TURPE 2, à savoir :

- déduction des financements initiaux des concédants (les « apports historiques »), arrêtés au 31 décembre 2004, de la valeur nette comptable des immobilisations ;

- à partir du 1^{er} janvier 2005, entrée des actifs dans la BAR pour la totalité de leur montant et en contrepartie, déduction des financements des concédants de l'année des charges de capital.

Ces principes sont reconduits pour le TURPE 3. Cela implique que les amortissements industriels à couvrir par les tarifs doivent déduire la quote-part des amortissements associée aux apports historiques. Le montant annuel correspondant pour la période d'application du TURPE 3 est estimé à 402 millions d'euros en moyenne pour ERDF. Le niveau prévisionnel des charges de capital prend en compte cet effet : les amortissements industriels prévus par ERDF pour la période d'application du TURPE 3 sont diminués de la dotation aux amortissements relative aux apports historiques. En contrepartie, le stock des apports historiques retranché de la BAR diminue au fil du temps. Ce retraitement est effectué à partir du 1^{er} janvier 2005 et se répercute également sur le bilan du CRCP sur la période d'application du TURPE 2.

La trajectoire prévisionnelle retenue pour la BAR d'ERDF sur la période 2009 - 2012 est la suivante :

<i>ERDF - montants en millions d'€</i>	2009	2010	2011	2012
BAR retenue au 1er janvier	28 450	29 973	31 558	33 124

3. Taux de rémunération des actifs

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération de base des actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, en effet, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir, par ailleurs, pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables.

Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF). Comme pour chaque nouvelle proposition tarifaire, la CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du CMPC et les fourchettes de valeurs qui en résultent. Elle s'est également appuyée sur l'étude confiée à un cabinet extérieur sur le coût moyen pondéré du capital pour les infrastructures électriques et gazières. Cette étude avait pour objet de présenter une analyse comparative des taux pratiqués par les régulateurs en Europe et de définir une fourchette de valeurs pour chacun des éléments constitutifs du CMPC.

Pour la présente proposition tarifaire, la CRE retient la valeur de 7,25 %, nominal avant impôt, sur la base de fourchettes de valeurs pour chacun des paramètres intervenant dans la formule du CMPC. Les estimations pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous. Par rapport aux valeurs prises en compte pour le TURPE 2, les principales modifications portent sur :

- un accroissement du coût de financement ;
- un levier normatif en ligne avec le levier observé pour RTE et avec les pratiques européennes ;
- une diminution du *beta* des actifs, cohérente avec la sensible diminution du profil de risque des opérateurs liée à l'élargissement du périmètre du CRCP, qui permet notamment d'immuniser les opérateurs contre le risque de fluctuation des soutirages.

Taux sans risque nominal	4,20 %
<i>Spread</i> de la dette	0,60 %
<i>Béta</i> des actifs	0,33
<i>Béta</i> des fonds propres	0,66
Prime de marché	4,50 %
Levier (dette / dette + capitaux propres)	60,00 %
Taux IS	34,43 %
Coût de la dette*	4,80 %
Coût des fonds propres*	10,92 %
CMPC nominal avant IS	7,25 %

*nominal avant IS

4. Niveau des charges de capital

Les montants de charges de capital retenues pour RTE et ERDF sont les suivants :

<i>RTE - montants en millions d'€</i>	Moyenne TURPE 3
Rémunération des actifs en service	778
Rémunération des immobilisations en cours	46
Amortissements couverts par le tarif	599
Total des charges de capital	1 423

<i>ERDF - montants en millions d'€</i>	Moyenne TURPE 3
Rémunération des actifs en service	2 231
Amortissements couverts par le tarif	1 641
Apports externes de l'année	-607
Total des charges de capital	3 265

C. Prise en compte du solde du CRCP à fin 2008

Le solde du CRCP à fin 2008 est estimé à + 865,9 millions d'euros pour RTE et à + 941,3 millions d'euros pour ERDF. L'apurement de ces montants vient minorer les charges à couvrir. Conformément à l'exposé des motifs du TURPE 2, ces montants intègrent un taux d'intérêt appliqué annuellement en fin d'année et égal au taux de base de rémunération de la BAR, soit 7,25 %.

Les soldes calculés à fin 2008 tiennent compte :

- du reliquat du solde du CRCP sur la période d'application du TURPE 1 ;
- du solde au 31 décembre 2008 du CRCP sur la période d'application du TURPE 2 ;
- dans le cas de RTE, des recettes d'enchères de 2005 sur la frontière France-Italie, conformément aux dispositions du règlement (CE) n° 1228/2003 ;
- dans le cas d'ERDF, de l'ajustement retenu au titre des apports historiques pour le calcul des charges de capital (cf. section III.B.2).

Le solde du CRCP à fin 2008 est basé sur des estimations pour l'année 2008. Une correction du second ordre pourra être effectuée en fonction des valeurs définitives, dans le cadre du mécanisme annuel d'apurement du CRCP (cf. section IV.E).

Le solde du CRCP à fin 2008 est apuré sur une durée de cinq ans, avec des annuités constantes. Ces modalités se traduisent *in fine* par des montants à déduire des charges à couvrir par les futurs tarifs de 212,6 millions d'euros par an pour RTE et de 231,1 millions d'euros par an pour ERDF.

D. Charges des entreprises locales de distribution (ELD)

La CRE a estimé de manière forfaitaire les coûts de l'ensemble des ELD à partir de ceux exposés par ERDF et EDF Systèmes Electriques Insulaires (EDF SEI) au prorata de l'énergie qu'ils distribuent.

Eu égard aux particularités des réseaux publics de distribution exploités par les ELD ou de leur clientèle, l'application de la présente proposition peut, pour certaines ELD, conduire à des éventuels manques à gagner ou excès de recettes, qui pourraient alors nécessiter l'adaptation de la péréquation actuellement pratiquée.

E. Recettes en déduction des charges à couvrir

Les prévisions de recettes perçues indépendamment des tarifs d'utilisation des réseaux sont déduites des prévisions de charges d'exploitation à couvrir par les tarifs. Il s'agit principalement pour RTE des recettes d'enchères aux interconnexions et pour ERDF des recettes de prestations annexes et des contributions de raccordements. Le reste du poste est constitué de la production immobilisée.

1. Recettes liées aux mécanismes de gestion des interconnexions avec les Etats voisins

Actuellement, les recettes liées aux mécanismes de gestion des interconnexions avec les Etats voisins se composent d'une part des recettes qui résultent des mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexion, communément appelées recettes d'enchères, et, d'autre part, des revenus complémentaires liés à l'utilisation de la capacité d'interconnexion tels que ceux associés aux contrats entre les gestionnaires de réseaux de transport (GRT).

Conformément au c) du 6 de l'article 6 du règlement (CE) n°1228/2003, une partie des recettes d'enchères peut être affectée à la baisse des tarifs.

Les valeurs prévisionnelles annuelles des recettes d'enchères affectées à la baisse des tarifs ainsi que celles issues des contrats entre gestionnaires de réseaux de transport sont indiquées en euros constants 2009 à la section IV.E.3.

2. Prestations annexes

Outre les prestations couvertes par la présente proposition tarifaire et dont la consistance résulte notamment des cahiers des charges de concession ou des règlements de service des régies qui leur sont applicables, les gestionnaires des réseaux proposent des prestations annexes, réalisées soit à la demande des utilisateurs, soit de leur propre fait. Ces prestations annexes sont de deux types :

- les prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux : ces prestations relèvent des dispositions du III de l'article 4 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée aux termes desquelles les propositions motivées de tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux sont transmises par la CRE aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie ;
- les prestations annexes réalisées par les gestionnaires de réseaux dans un contexte concurrentiel : les prix de ces prestations sont librement fixés par les gestionnaires de réseaux.

Les recettes prévisionnelles tirées de ces prestations sont déduites des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité à hauteur des montants indiqués en euros constants 2009 à la section IV.E.3.

Ces estimations tiennent compte des prévisions d'activité indiquées par ERDF ainsi que des tarifs prévus par la proposition tarifaire de la CRE du 30 octobre 2008 relative aux prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux.

3. Raccordements

Le système de facturation des opérations de raccordement aux réseaux publics de distribution a évolué en application de la loi n°2003-590 du 2 juillet 2003 urbanisme et habitat, pour être mis en conformité avec la loi n°2000-1208 du 13 décembre 2000 relative à la solidarité et aux renouvellements urbains.

En application des nouvelles dispositions, chaque gestionnaire de réseau public de distribution établit un barème fixant le coût des raccordements. Par ailleurs, les modalités de répartition de ce coût entre les pétitionnaires, les collectivités chargées de l'urbanisme et les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité ont été précisées. Ainsi, les gestionnaires de réseaux publics de distribution (via les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité) partagent les coûts de branchement avec le pétitionnaire à concurrence du taux de réfaction tarifaire relatif au branchement, et partagent les coûts d'extension avec la collectivité locale chargée de l'urbanisme ou le pétitionnaire (notamment, lorsqu'il s'agit d'un producteur) à concurrence du taux de réfaction tarifaire relatif à l'extension.

Les recettes prévisionnelles tirées des opérations de raccordement sont déduites des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité à hauteur des montants indiqués en euros constants 2009 à la section IV.E.3.

Ces estimations tiennent compte du nouveau contexte réglementaire et des taux de réfaction définis par l'arrêté du 17 juillet 2008 (soit 40 % pour les deux taux de réfaction précités).

Toutefois, compte tenu du nouveau contexte réglementaire et de l'imprécision sur la volumétrie des futures demandes de raccordement, ces recettes sont incluses dans le périmètre du CRCP.

F. Revenu tarifaire

Le niveau de charges à recouvrer par les tarifs pour chaque opérateur est le suivant :

1. RTE

RTE - montants en millions d'€	TURPE 3
Charges d'exploitations nettes	2 983
Charges de capital	1 423
CRCP	-213
CRFI	-5
Charges à couvrir	4 188
Para tarifaire / Compensation élargissement DPP	-25
Recettes d'interconnexions en baisse du tarif	-145
Revenu tarifaire	4 019

CRFI : Compte Régulé de Financement des Interconnexions (cf. section V).

Para tarifaire : recettes nettes tirées des composantes tarifaires décrites aux sections 4 et 9 à 13 des règles tarifaires.

DPP : Dépassements ponctuels programmés

2. ERDF

ERDF - montants en millions d'€	Moyenne TURPE 3
Charges d'exploitations nettes	8 341
Charges de capital	3 265
CRCP	-231
Revenu tarifaire	11 375

3. Tarif de distribution

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution entré en vigueur en 2006 a été fixé sur la base des charges à couvrir d'ERD et des ELD. Le périmètre d'activité d'ERD recouvrait les réseaux électriques des zones non interconnectées. Depuis la filialisation d'ERDF ces réseaux sont gérés par EDF SEI.

La présente proposition tarifaire est construite sur la base des charges à couvrir d'ERDF, d'EDF SEI et des ELD.

Le revenu tarifaire unitaire moyen sur 2009-2012 s'établit pour les réseaux de distribution, en prenant en compte le péage RTE, à 32,6 €/MWh.

Le distributeur EDF SEI a une base de coût unitaire supérieure à celle d'ERDF, qui ne sera pas couverte intégralement par les recettes qu'il percevra directement. L'écart devra être compensé par un reversement vers EDF SEI.

IV. Cadre de régulation

La présente proposition tarifaire met en place des tarifs pluriannuels incitatifs. La période tarifaire est portée à quatre ans et sont mises en place des incitations à la maîtrise des coûts et à l'amélioration de la qualité.

A. Evolution annuelle des tarifs

L'augmentation moyenne de la période est lissée selon une trajectoire définie en fonction d'hypothèses d'évolution de l'indice de prix à la consommation harmonisé (IPCH) diminuées d'un facteur d'évolution des coûts des gestionnaires de réseaux appelé X.

Ce facteur d'évolution des coûts prend non seulement en compte les gains de productivité proposés par RTE et ERDF sur leur périmètre de charges maîtrisables, mais également l'impact de l'évolution tarifaire sur les fournisseurs et les consommateurs. Le facteur d'évolution des coûts retenu est de - 0,4 % pour RTE et de - 1,3 % pour ERDF.

Ces éléments permettent de définir le niveau initial de la grille tarifaire pour l'année 2009. Par la suite, cette grille tarifaire initiale évoluera en fonction de l'indice des prix à la consommation observé et du facteur X.

Le premier mouvement tarifaire de 2009 implique une hausse moyenne de 2 % pour le tarif d'utilisation du réseau public de transport et de 3 % pour le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution.

A partir de 2010, le niveau des tarifs est ajusté mécaniquement, à la date anniversaire du premier mouvement de 2009, en appliquant à la grille tarifaire en vigueur le pourcentage de variation suivant, pour l'année N :

Pour les domaines de tension HTB : $Z_N = IPCH_N - X + K_N$

Z_N : pourcentage d'évolution de la grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} jour du mois M (où M est le mois d'entrée en vigueur des tarifs) de l'année N par rapport à celle en vigueur le mois précédent.

$IPCH_N$: pourcentage d'évolution entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation harmonisé - France 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.

X : facteur d'évolution des coûts égal à - 0,4 %.

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

Pour les domaines de tension HTA et BT : $Z'_N = IPCH_N - X' + K'_N$

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.

X' : facteur d'évolution des coûts égal à - 1,3%.

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

B. Incitations à la maîtrise des coûts

La présente proposition tarifaire inclut une incitation à la maîtrise des charges d'exploitation de RTE et ERDF jugées maîtrisables.

L'assiette de référence pour la mesure de la productivité réalisée par RTE se décompose de la manière suivante :

RTE - montants en millions d'€	2009
Charges nettes d'exploitation	2 918
Charges liées à la compensation des pertes	-820
Coûts de congestions internationales	-6
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	-29
Charges externalisées nettes relatives aux frais de gestion des interconnexions	-2
Recettes GRT	19
Achats liés au système électrique (hors congestions et pertes)	-378
Dépenses de sécurisation	-140
Impôts et taxes	-433
Autres produits d'exploitation nets	41
Assiette des charges maîtrisables	1 170

Elle évolue de la manière suivante (en euros constants 2009) pour la période 2009-2012:

RTE - montants en millions d'€	2009	2010	2011	2012
Assiette des charges maîtrisables	1 170	1 161	1 151	1 151

L'assiette de référence pour la mesure de la productivité réalisée par ERDF se décompose de la manière suivante :

ERDF - montants en millions d'€	2009
Charges nettes d'exploitation	8 233
Péage RTE	-2 936
Charges liées à la compensation des pertes	-1 455
Valeur nette comptable des immobilisations dém	-40
Contributions de raccordements	623
Recettes de prestations annexes	177
Impôts et taxes	-679
Charges centrales	-70
Autres produits d'exploitation nets	164
Assiette des charges maîtrisables	4 017

Elle évolue de la manière suivante (en euros constants 2009) pour la période 2009-2012 :

ERDF - montants en millions d'€	2009	2010	2011	2012
Assiette des charges maîtrisables	4 017	3 935	3 871	3 894

Si le montant effectivement réalisé de charges d'exploitation maîtrisables d'une année N est inférieur aux montants indiqués ci-dessus réévalués de l'évolution de l'IPCH retenue pour le calcul des tarifs de l'année N et des années antérieures, 50 % de l'écart viendra en diminution de l'évaluation des

charges à recouvrer. Pour l'année 2009, l'assiette de référence sera déterminée *prorata temporis* à compter de la date d'entrée en vigueur des tarifs.

L'incitation à la maîtrise des coûts calculée annuellement et actualisée à un taux annuel de 4,2 % est imputée au solde du CRCP en fin de période tarifaire.

C. Régulation incitative du coût lié à la compensation des pertes

RTE et ERDF disposent de trois types de produits pour acheter l'énergie nécessaire à la compensation de leurs pertes : les produits à terme, les produits horaires (options et débits) et les écarts (pertes résiduelles compensées sur le mécanisme d'ajustement). Pour réaliser la compensation des pertes, les produits sont empilés à divers horizons de temps :

- Produits à terme : le gestionnaire de réseau fait une prévision à long terme de ses pertes, plus de trois ans à l'avance. Cette prévision peut être affinée jusqu'au plus près du temps réel. Le gestionnaire de réseau contractualise des produits à terme pour couvrir cette prévision. Les produits à terme sont contractualisés par blocs annuels, trimestriels et mensuels, en distinguant les heures de base (24h/24h) des heures de pointe (8h-20h du lundi au vendredi). La couverture mensuelle des besoins prévisionnels en base et en pointe est obtenue en empilant les blocs annuels (2 produits), trimestriels (8 produits) et mensuels (24 produits), ou en échangeant des blocs d'énergie de manière à épouser au mieux la courbe de prévision long terme, soit, au total, 34 produits à terme différents chaque année (et des combinaisons de ces produits pour les échanges). Le marché organisé des produits à terme en France est Powernext® Futures ;
- Produits horaires : ils permettent de couvrir la prévision affinée au pas horaire. Les produits horaires contractualisés jusqu'au plus près du temps réel sont appelés produits *spots*. Le marché organisé des produits *spots* en France est Powernext® Day-Ahead ;
- Ecart : les écarts avec les pertes constatées au pas demi-heure sur le périmètre d'équilibre du gestionnaire de réseau (pertes résiduelles) sont valorisés aux prix révélés par le mécanisme d'ajustement ;

Afin d'inciter ERDF et RTE à minimiser le coût lié à la compensation des pertes et de s'assurer ainsi de leur efficacité dans leur politique d'achat, la CRE met en place un mécanisme incitatif, portant sur les transactions de produits à terme à concurrence des volumes déclarés à la CRE par RTE et ERDF selon les modalités décrites ci-après.

Ce mécanisme comporte trois paramètres :

- la *performance* du gestionnaire de réseau (cf. partie « calcul de la *performance* » ci-après) ;
- un *bonus* ou un *malus* (selon le signe de la *performance*) égal à 50 % de la *performance* du gestionnaire de réseau ;
- un *plancher* destiné à protéger les utilisateurs contre l'augmentation excessive des charges due à une contre-performance (*performance* négative) du gestionnaire de réseau.

1. Calcul de la performance annuelle du gestionnaire de réseau

La *performance* du gestionnaire de réseau est calculée annuellement comme la différence entre le *coût de référence* et le *coût constaté*.

La *performance* est positive lorsque le *coût constaté* est inférieur au *coût de référence*. La *performance* est négative (contre-performance) lorsque le *coût constaté* est supérieur au *coût de référence*.

$$\text{performance} = \text{coût de référence} - \text{coût constaté}$$

a) Coût de référence

Le *coût de référence* de l'année N calculé en N+1, reflète les conditions d'achat d'un gestionnaire de réseau de référence. Il est établi à partir des *cotations Futures moyennes* et des volumes d'énergie que déclare le gestionnaire de réseau pour chacun des produits à terme nécessaires à la couverture

de ses besoins prévisionnels de l'année N, à l'exclusion des volumes contractualisés avant la date d'entrée en vigueur des tarifs.

Les transactions portant sur les produits à terme dont la livraison est postérieure à 2012, contractualisées durant la période d'application du TURPE 3, seront régulées selon les règles en vigueur lors de leur contractualisation.

Avant le 28 décembre de chaque année, RTE et ERDF déclarent à la CRE, par lettre recommandée, avec accusé de réception ou par tout autre moyen permettant d'attester de cette déclaration à la CRE, les volumes d'énergie nécessaires à la couverture des besoins prévisionnels annuels, par type de produits à terme. Ces volumes d'énergie pourront être négatifs pour permettre aux gestionnaires de réseaux de conduire une politique d'achat incluant des échanges de blocs d'énergie entre mois ou trimestres.

Ces déclarations seront modifiables pour chaque produit à terme jusqu'à la veille du premier jour de cotation de ce produit sur Pownext® Futures, selon les mêmes modalités de transmission que les déclarations annuelles.

Dans les 15 jours qui suivent la publication au Journal Officiel de la présente proposition tarifaire, une première déclaration devra être transmise à la CRE dans laquelle seront indiqués les volumes d'énergie restant à acquérir à partir de la date d'entrée en vigueur des tarifs pour tous les produits en cours de cotation à cette date.

La *cotation Futures moyenne* de chacun des produits à terme déclarés se calcule sur la base de la moyenne arithmétique non pondérée des cotations quotidiennes (*Daily Settlement Price*) observées *ex-post* sur Pownext® Futures entre la date d'entrée en vigueur des tarifs et la fin de la période de cotation de ce produit pour un achat standard et sur la période de cotation commune aux deux produits échangés postérieure à la date d'entrée en vigueur des tarifs pour un échange de blocs.

Chaque année, le *coût de référence* est calculé comme la somme des volumes d'énergie déclarés, valorisés aux *cotations Futures moyennes* des différents produits à terme.

$$\text{coût de référence} = \sum_x [\text{voldéclaré}_x \times \text{cotFmoy}_x]$$

voldéclaré_x : volume d'énergie déclaré correspondant au produit X

cotFmoy_x : *cotation Futures moyenne* du produit X

b) *Coût constaté*

À partir du portefeuille des volumes d'énergie déclarés, le portefeuille des volumes prévisionnels d'énergie mensuels est reconstitué en distinguant les heures hors-pointe des heures de pointe. Le portefeuille des volumes prévisionnels d'énergie mensuels comporte par conséquent 24 valeurs mensuelles.

La CRE vérifiera la correspondance entre les volumes prévisionnels d'énergie mensuels déclarés et les volumes d'énergie mensuels contractualisés, tout écart étant valorisé au *spot*.

Chaque année, le *coût constaté* est calculé comme :

- la somme des coûts des produits à terme contractualisés ;
- retraitée des écarts entre les volumes prévisionnels d'énergie mensuels et les volumes d'énergie mensuels contractualisés via les transactions de produits à terme, valorisés aux *cotations Day-Ahead moyenne*.

Le *coût constaté* est estimé par la CRE sur la base des informations fournies mensuellement par le gestionnaire de réseau et ne tient compte que des transactions de produits effectuées par le gestionnaire de réseau après la date d'entrée en vigueur des tarifs.

La *cotation Day-Ahead moyenne* est la moyenne arithmétique non pondérée des cotations observées sur Pownext® Day-Ahead sur la totalité des heures en écart par rapport au volume prévisionnel d'énergie mensuel.

Si, pour l'une des 24 données du portefeuille, le volume d'énergie mensuel contractualisé via les transactions de produits à terme effectuées par le gestionnaire de réseau à compter de la date d'entrée en vigueur des tarifs est inférieur au volume prévisionnel d'énergie mensuel, le coût de transaction du volume d'énergie mensuel contractualisé est augmenté de l'écart de volume valorisé à la *cotation Day-Ahead moyenne*.

Si, pour l'une des 24 données du portefeuille, le volume d'énergie mensuel contractualisé via des transactions de produits à terme effectuées par le gestionnaire de réseau à compter de la date d'entrée en vigueur des tarifs est supérieur au volume prévisionnel d'énergie mensuel, le coût de transaction du volume d'énergie mensuel contractualisé est diminué de l'écart de volume valorisé à la *cotation Day-Ahead moyenne*.

$$\text{Coût constaté} = \sum_x [\text{volconst}_x \times \text{prixconst}_x] - \sum_h [(\text{volhconst}_h - \text{volhprev}_h) \times \text{cotDAmoy}]$$

volconst_x : volume de produit X constaté pour les transactions de produits à terme effectués par le gestionnaire de réseaux à compter de la date d'entrée en vigueur des tarifs

prixconst_x : prix moyen constaté à compter de la date d'entrée en vigueur des tarifs pour les transactions du produit X.

volhconst_h : volume d'énergie au pas horaire contractualisé via les transactions de produits à terme effectuées par le gestionnaire de réseaux à compter de la date d'entrée en vigueur des tarifs

volhprev_h : volume prévisionnel d'énergie au pas horaire

cotDAmoy : *cotation Day-Ahead moyenne*

2. Modalités de partage de la performance annuelle du gestionnaire de réseau

En cas de *performance* positive, le gestionnaire de réseau bénéficie d'un *bonus*, égal à 50 % de la *performance*.

En cas de *performance* négative (contre performance), le gestionnaire de réseau est pénalisé d'un *malus*, au moins égal à 50 % de la *performance*. La part restante de la contre performance est supportée par les utilisateurs, dans la limite maximale de 20 millions d'euros pour RTE et 40 millions d'euros pour ERDF.

Le *bonus/malus* de l'année N lié à la régulation incitative sur l'achat des pertes sera calculé à la fin du 1^{er} semestre de chaque année N+1.

3. Incidence des circonstances exceptionnelles sur la régulation incitative de l'achat des pertes

Si les conditions de marché ou une évolution majeure des périmètres des gestionnaires de réseaux modifient manifestement les principes de la régulation incitative décrits dans cette proposition, des aménagements aux principes de calcul de la *performance* pourraient être proposés.

En cas de défaillance d'un fournisseur, le *coût constaté* permettant le calcul de la *performance* intègre toutes les transactions du portefeuille du gestionnaire de réseau telles que contractualisées. Seules les nouvelles transactions liées à la reconstitution du portefeuille seront exclues du calcul de la *performance* des gestionnaires de réseaux.

D. Régulation incitative de la qualité

La qualité offerte par les gestionnaires de réseaux est une des contreparties des tarifs payés par les utilisateurs. Afin de faire bénéficier les utilisateurs du meilleur niveau de qualité économiquement justifié, la qualité doit faire l'objet d'incitations à l'amélioration, au même titre que la maîtrise des coûts. La régulation incitative de la qualité vise également à éviter l'obtention de faux gains de productivité via une baisse de la qualité d'alimentation ou de la qualité de service.

Le dispositif est conçu pour s'appliquer à RTE et à ERDF.

Les indicateurs transmis par RTE et ERDF à la CRE sont intégrés, au cours du 2nd semestre de l'année 2009, dans le pilotage des processus opérationnels de RTE et ERDF. Ces processus, ainsi

que le système de pilotage de RTE et ERDF, feront l'objet d'audits de certification conduits par des organismes extérieurs, et ceci en conformité avec les exigences ISO 9001.

En outre, les dispositifs de suivi de la qualité utilisés par RTE et ERDF ainsi que les informations transmises par RTE et ERDF pourront être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

1. Régulation incitative de la continuité d'alimentation

La CRE met en place un mécanisme d'incitations à l'amélioration de la continuité d'alimentation. Pour une première mise en œuvre, seul l'indicateur « *durée moyenne de coupure* » sera soumis à une incitation financière. En fonction du retour d'expérience, la CRE pourra élargir, lors de la prochaine proposition tarifaire, le périmètre des critères techniques soumis à incitation afin de couvrir d'autres aspects de la qualité d'alimentation.

Les dispositions de la présente section ne s'opposent pas à la transmission par RTE ou ERDF, à la CRE, d'autres indicateurs de qualité des réseaux publics d'électricité notamment dans le cadre du compte rendu d'activité d'ERDF ou de RTE. En outre, ces dispositions ne s'opposent pas à la transmission par ERDF ou RTE, aux acteurs concernés et en particulier aux utilisateurs et aux autorités concédantes, d'indicateurs de qualité des réseaux publics d'électricité.

a) RTE

Paramètres du schéma incitatif

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

$$DMC_N = \frac{\text{Total de l'END de l'année } N \times 60}{\text{PMDA (hors pertes) de l'année } N - 1}$$

END : énergie non distribuée, exprimée en MWh. L'énergie non distribuée est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (cf. définition ci-après). Le calcul de l'énergie non distribuée inclut les délestages pour des causes liées au réseau public de transport.

PMDA : puissance moyenne distribuée annuelle, exprimée en MW. La *PMDA* est obtenue en divisant la valeur de l'énergie distribuée (hors pertes) dans l'année par 8 760 heures (ou 8 784 heures si l'année $N-1$ est une année bissextile).

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

$$I_N = -9,6 \times DMC_{\text{réf}} \times \ln\left(\frac{DMC_N}{DMC_{\text{réf}}}\right)$$

$DMC_{\text{réf}}$: durée moyenne annuelle de coupure de référence, exprimée en minutes. Sa valeur est fixée à 2 min 24 s pour toute la durée de la période tarifaire.

I_N : incitation financière de l'année N , exprimée en M€, qui peut prendre des valeurs négatives. La valeur absolue de l'incitation annuelle I_N est plafonnée à 20 M€.

Suivi de la continuité d'alimentation

Avant la fin de chaque trimestre calendaire, RTE transmet à la CRE les informations suivantes, relatives au trimestre précédent :

- l'énergie non distribuée toutes causes confondues ;
- l'énergie non distribuée hors événements exceptionnels ;
- pour chaque événement exceptionnel : tout élément permettant de justifier le caractère exceptionnel de l'événement, l'énergie non distribuée lors de l'événement ainsi que tout

élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par RTE pour rétablir les conditions normales d'exploitation ;

- l'énergie non distribuée lors des délestages ;
- l'énergie non distribuée lors des délestages pour des causes liées au réseau public de transport.

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, RTE transmet à la CRE les informations suivantes, relatives à l'année précédente :

- la durée moyenne annuelle de coupure toutes causes confondues ;
- la durée moyenne annuelle de coupure hors événements exceptionnels ;
- la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux délestages ;
- la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux délestages pour des causes liées au réseau public de transport.

b) ERDF

Paramètres du schéma incitatif

Pour ERDF, la durée moyenne de coupure de l'année N (DMC_N) est donnée par la formule suivante :

$$DMC_N = \frac{\sum_{\text{Année } N} \text{Durées de coupure des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 1^{er} janvier de l'année } N}$$

DMC_N est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels (cf. définition ci-après) et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages). Les coupures consécutives aux travaux sur les réseaux publics gérés par ERDF sont également exclues, en raison du programme d'élimination des transformateurs contenant du PCB qui devrait occasionner, s'il était pris en compte, une augmentation temporaire de la durée moyenne de coupure dont ERDF indique être incapable, aujourd'hui, de mesurer l'ampleur. Afin d'éviter les dérives, ERDF transmet à la CRE la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux travaux sur les réseaux publics de distribution gérés par ERDF, avec le détail de l'impact lié au programme d'élimination des transformateurs contenant du PCB.

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

$$I_N = -4 \times (DMC_{N\text{réf}} - 28) \times \ln\left(\frac{DMC_N - 28}{DMC_{N\text{réf}} - 28}\right)$$

$DMC_{N\text{réf}}$: durée moyenne de coupure de référence de l'année N , exprimée en minutes. Sa valeur est fixée à 55 min en 2009 et 2010, 54 min en 2011 et 52 min en 2012.

I_N : incitation financière de l'année N , exprimée en M€, qui peut prendre des valeurs négatives. La valeur absolue de l'incitation annuelle I_N est plafonnée à 50 M€.

Suivi de la continuité d'alimentation

Avant la fin de chaque trimestre calendaire, ERDF transmet à la CRE les informations suivantes, relatives au trimestre précédent :

- la durée moyenne de coupure toutes causes confondues ;
- la durée moyenne de coupure pour des causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ;

- la durée moyenne de coupure hors événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ;
- pour chaque événement exceptionnel : tout élément permettant de justifier le classement en événement exceptionnel, la durée moyenne de coupure due à l'événement ainsi que tout élément permettant d'apprécier la rapidité et la pertinence des mesures prises par ERDF pour rétablir les conditions normales d'exploitation ;
- travaux sur le réseau public de distribution géré par ERDF (avec le détail de l'impact lié au programme d'élimination des transformateurs contenant du PCB).

Avant la fin du premier trimestre de chaque année, ERDF transmet à la CRE les informations suivantes, relatives à l'année précédente :

- la durée moyenne annuelle de coupure toutes causes confondues ;
- la durée moyenne annuelle de coupure pour des causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ;
- la durée moyenne annuelle de coupure hors événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ;
- la durée moyenne annuelle de coupure consécutive aux travaux sur le réseau public de distribution géré par ERDF (avec le détail de l'impact lié au programme d'élimination des transformateurs contenant du PCB).

c) Evénements exceptionnels

Dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation, sont considérés comme des événements exceptionnels :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n°2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.

2. Régulation incitative de la qualité de service

Le mécanisme de régulation de la qualité de service est constitué de deux types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE et d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis. Ces incitations financières prennent la forme soit de bonus ou de malus imputés au CRCP, soit de compensations financières versées directement par ERDF aux utilisateurs (ou aux tiers autorisés par ces utilisateurs) qui en font la demande ;
- des indicateurs faisant uniquement l'objet d'un suivi par la CRE.

Ces indicateurs sont transmis par ERDF à la CRE et publiés. Les modalités de publication, notamment sur le site Internet d'ERDF, sont proposées par ERDF à la CRE au plus tard trois mois après la date d'entrée en vigueur des tarifs.

Les dispositions de la présente section ne s'opposent pas à la transmission par ERDF, à la CRE, d'autres indicateurs de qualité de service, notamment dans le cadre du compte rendu d'activité d'ERDF ou de la surveillance des marchés de détail. En outre, ces dispositions ne s'opposent pas à la transmission d'indicateurs de qualité de service par ERDF aux acteurs du marché, et en particulier aux fournisseurs ainsi qu'aux autorités concédantes, notamment dans le cadre du Comité des Utilisateurs de Réseau de Distribution Electrique (CURDE) ou de relations contractuelles avec ERDF.

a) Indicateurs de suivi de la qualité de service d'ERDF donnant lieu à incitation financière

Les cinq indicateurs suivants sont soumis à des incitations financières :

- nombre de réclamations sur rendez-vous planifié non respecté par ERDF ;
- taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours ;
- nombre de propositions de raccordement non envoyées dans les délais ;
- délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre ;
- taux de disponibilité du portail « Fournisseur ».

Le détail de ces indicateurs ainsi que les incitations financières associées sont précisés en annexe (cf. section VII).

Le montant global des bonus/malus qu'ERDF serait amené à verser ou percevoir dans le cadre de la régulation incitative de la qualité de service est plafonné, en valeur absolue, à 20 M€/an.

b) Autres indicateurs de suivi de la qualité de service d'ERDF

Le suivi de la qualité de service d'ERDF se compose de :

- trois indicateurs relatifs aux interventions ;
- deux indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs ;
- deux indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs ;
- quatre indicateurs relatifs à la relève et la facturation ;
- quatre indicateurs relatifs aux raccordements.

Le détail de ces indicateurs est précisé en annexe (cf. section VII).

Sur la base d'un retour d'expérience, la CRE pourra procéder, au cours de la période tarifaire, à des ajustements de la liste ou de la définition des indicateurs de suivi de la qualité de service d'ERDF.

E. Compte de régulation des charges et des produits

1. Principes

Compte tenu de la durée d'application des tarifs proposés, fixée à quatre ans, la CRE fonde sa présente proposition tarifaire sur des hypothèses d'évolution à court et moyen termes des coûts et des recettes. Or, certaines catégories de charges et de recettes des gestionnaires de réseaux publics sont difficilement prévisibles et/ou difficilement maîtrisables.

Si les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité ne pouvaient pas être ajustés en fonction de ces charges et recettes, les gestionnaires de réseaux publics seraient alors exposés à un risque financier ou pourraient au contraire bénéficier de facteurs exogènes susceptibles d'augmenter leur rentabilité. Il est donc légitime, soit de compenser les gestionnaires de réseaux des déficits, par le biais d'un ajustement tarifaire, soit de rétrocéder aux utilisateurs des réseaux les surplus.

La CRE reconduit pour ce faire le mécanisme du Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP), mis en place dans le cadre du TURPE 2, permettant de mesurer et de compenser, pour des

postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sa proposition tarifaire est fondée.

Le CRCP est un compte fiduciaire extracomptable où sont placés les trop-perçus et, le cas échéant, les manques à gagner du gestionnaire de réseau public. Son apurement s'opère annuellement par une diminution ou une augmentation de la grille tarifaire ; la contribution de l'apurement du CRCP à la variation annuelle de la grille tarifaire est limitée à plus ou moins 2 %.

2. Périmètre

Pour la présente proposition tarifaire les postes de charges et de recettes qui sont soumis à ce mécanisme sont :

- les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux ;
- les charges d'accès au réseau payées par ERDF à RTE ;
- certaines charges liées à la gestion des interconnexions, à savoir les coûts de congestions internationales et les charges externalisées nettes relatives aux frais de gestion des mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexions, sous réserve d'auditabilité ;
- les charges de capital ;
- la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations démolies (coûts échoués) ;
- la surprime d'assurance tempête souscrite par ERDF en cas d'évènement climatique majeur ;
- les recettes perçues au titre de l'ensemble des composants tarifaires selon les modalités ci-après (cf. section IV.E.3 point 2 ci-dessous) ;
- les recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins. Ces recettes sont nettes des indemnités versées par RTE en cas de réduction des capacités aux interconnexions ;
- les recettes liées aux contrats entre GRT ;
- les recettes perçues au titre des opérations de raccordement ;
- les recettes perçues au titre de la fourniture de prestations annexes ;
- l'écart entre les annuités prévues et réalisées qui résulte de l'application du mécanisme du CRFI, exposé à la section V ;
- incitations financières relatives aux divers mécanismes de régulation incitative.

Concernant la taxe professionnelle, dans le cas où des modifications législatives impacteraient les hypothèses retenues, les écarts résultant de telles modifications seront pris en compte dans le CRCP.

Dans le cas où des compléments de loyer, au titre de l'utilisation d'ouvrages de transport d'électricité remis en dotation à la SNCF et exploités par RTE sur la période 2002-2008, seraient mis à la charge de RTE par une décision devenue définitive de la juridiction administrative après épuisement par RTE de l'ensemble des voies de recours, ces charges seront prises en compte dans le CRCP.

En complément, les résultats des audits conduits par la CRE seront pris en compte au CRCP.

3. Règles de fonctionnement

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

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

La grille tarifaire étant indexée sur l'indice des prix à la consommation, les gestionnaires de réseaux sont couverts du risque inflation sur l'ensemble de leurs charges. Or l'évolution des postes de charges couverts par le mécanisme du CRCP, tels que la compensation des pertes

d'énergie sur les réseaux publics d'électricité ou les charges de capital, n'est pas nécessairement liée à l'évolution de l'IPCH. Pour corriger ce biais, la CRE adapte les valeurs de référence utilisées pour le calcul du CRCP.

Ces valeurs de référence, nécessaires au calcul du CRCP de l'année N, sont donc calculées sur la base de valeurs prévisionnelles exprimées en euros constants 2009, et annuellement réévaluées en fonction de l'évolution de l'IPCH retenu pour le calcul de la grille tarifaire de l'année N et des années antérieures.

Les valeurs prévisionnelles, exprimées en euros constants 2009, pour les différents postes de charges d'exploitation et de charges de capital, sont affichées dans le tableau ci-dessous :

Pour RTE :

RTE - montants en millions d'€	2009	2010	2011	2012
Charges liées à la compensation des pertes	820	713	703	675
Coûts de congestions internationales	6	5	5	5
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	29	37	33	28
Charges externalisées nettes relatives aux frais de gestion des interconnexions	2	2	2	2
Charges d'exploitation	857	757	743	709
Recettes d'enchères nettes des indemnités versées en cas de réduction de capacité	215	195	172	179
Recettes GRT	19	17	16	16
Produits d'exploitation	234	212	188	194
Charges de capital	1 351	1 362	1 384	1 416
Annuités du CRFI	0	1	5	12

Pour ERDF :

ERDF - montants en millions d'€	2009	2010	2011	2012
Péage RTE	2 936	2 984	3 027	3 077
Charges liées à la compensation des pertes	1 455	1 326	1 315	1 230
Valeur nette comptable des immobilisations démolies	40	39	38	38
Charges d'exploitation	4 431	4 349	4 380	4 345
Contributions de raccordements	623	617	621	625
Recettes de prestations annexes	177	179	181	183
Produits d'exploitation	800	796	802	808
Charges de capital	2 963	3 082	3 204	3 396

- Concernant les recettes perçues au titre de l'ensemble des composantes tarifaires, les trop perçus ou manques à gagner d'une année N seront valorisés sur la base du chiffre d'affaires tarifaire réalisé, des prévisions de volumes d'énergie, de souscriptions de puissance et de nombre de points de connexions qui ont servi à l'élaboration des composantes tarifaires et des tarifs de l'année correspondante. Ainsi, les opérateurs sont immunisés du risque lié aux incertitudes des prévisions de quantités utilisées lors de l'élaboration des tarifs.

Les valeurs prévisionnelles agrégées des puissances souscrites et des volumes d'énergie soutirée utilisées sont les suivantes :

		2009	2010	2011	2012
Energie (TWh)	HTB	459,14	463,67	465,76	469,63
	HTA	123,08	124,56	125,90	128,13
	BT	222,79	225,59	228,42	231,05
Puissances (GW)	HTB	94,87	95,79	96,35	97,15
	HTA	59,14	59,79	60,45	61,07
	BT	363,86	368,34	372,89	377,22

3. En ce qui concerne les charges liées à la compensation des pertes, l'écart de charges d'une année N entre, d'une part, la valeur de référence du coût d'achat des pertes et, d'autre part, les charges effectivement supportées par le gestionnaire de réseau sera intégralement reporté au CRCP aux exceptions suivantes près :

- Ces charges ne prennent pas en compte l'éventuelle prime payée par le gestionnaire de réseau pour bénéficier d'un plafonnement du prix de l'exercice des produits optionnels ;
- Les surcoûts éventuels liés à la reconstitution du portefeuille du gestionnaire de réseau seront compensés via le CRCP : intégralement en cas de force majeure ou en cas d'insolvabilité d'un fournisseur et à hauteur de 50 % en cas de survenance d'un évènement contractuellement qualifié de circonstance assimilée à la force majeure ;
- Si le volume annuel des écarts imputables au périmètre d'équilibre du gestionnaire de réseau (écarts entre le volume de pertes effectivement constaté, à la suite du processus de calcul des écarts en $M+x$ et l'estimation horaire) est supérieur à 4 % pour ERDF et 8 % pour RTE du volume des pertes constatées, un audit sera mené par la CRE pour s'assurer de la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts. Si, à la suite de cet audit, la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des écarts n'est pas avérée, l'écart de charges liées à la compensation des pertes ne tiendra compte des charges de règlement des écarts liées aux appels de produits demi-horaires que dans la limite de 4 % pour ERDF et 8 % pour RTE du volume des pertes constatées ;
- Si la somme annuelle des valeurs absolues des volumes de pertes d'ERDF calculés lors des réconciliations temporelles est supérieure à 1 TWh, un audit sera mené par la CRE pour s'assurer de la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des pertes. Si, à la suite de cet audit, la nature incontrôlable des causes de l'augmentation du volume des pertes d'ERDF n'est pas avérée, l'écart de charges liées aux pertes ne tiendra compte des charges de réconciliation temporelle que dans la limite de 1 TWh.

4. Les incitations financières propres à chacun des mécanismes incitatifs seront calculées comme indiqué dans les sections correspondantes.

Afin de lisser dans le temps l'impact de la régulation incitative du coût lié à la compensation des pertes, de la continuité d'alimentation et de la qualité de service, le montant total des incitations financières est imputé au solde du CRCP en fin de période tarifaire. Ces montants sont calculés annuellement et actualisés à un taux équivalent à un taux sans risque selon les mêmes modalités de calcul que les postes du CRCP (décrit dans la partie suivante).

5. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, le solde actualisé du CRCP, pour les écarts observés sur la période d'application du TURPE 3, est calculé annuellement en retenant un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque retenu dans le cadre de la présente proposition tarifaire. Ce taux est égal à 4,2 % sur la période d'application du TURPE 3.

6. Le solde du CRCP calculé pour une année calendaire N est apuré en partie ou en totalité dès l'année suivante. L'apurement annuel du solde ne peut avoir un impact sur l'évolution de la grille tarifaire supérieur à plus ou moins 2 %.

7. Les montants réalisés nécessaires au calcul du CRCP de l'année N seront communiqués par les gestionnaires de réseaux à la CRE au plus tard deux mois avant le mouvement tarifaire.

4. Dispositions relatives à l'année 2009

Du 1^{er} janvier 2009 à la date d'entrée en vigueur des tarifs, le périmètre et les règles de fonctionnement du CRCP tels que définis dans le cadre du TURPE 2 continuent à s'appliquer. Les valeurs de référence prises en compte sont calculées *pro rata temporis* des valeurs utilisées pour TURPE 2.

De la date d'entrée en vigueur des tarifs au 31 décembre 2009, le périmètre et les règles de fonctionnement du CRCP tels que définis dans le cadre du TURPE 3 s'appliqueront. Les valeurs prévisionnelles prises en compte seront calculées *pro rata temporis* des valeurs ci-dessus pour l'année 2009.

V. Traitement des interconnexions financées par les recettes d'enchères

A. Financement des interconnexions par les recettes d'enchères

Le 6 de l'article 6 du règlement (CE) n°1228/2003 prévoit que toute recette résultant de l'attribution d'interconnexions est utilisée pour un ou plusieurs des buts suivants :

- garantie de la disponibilité réelle de la capacité attribuée ;
- investissements de réseau pour maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion ;
- comme une recette qui vient en déduction des charges à couvrir par les tarifs d'utilisation des réseaux.

Conformément à ce règlement, la présente proposition tarifaire se fonde sur une affectation significative des recettes prévisionnelles au financement d'investissements de réseau pour accroître les capacités d'interconnexion. Le montant total des recettes d'enchères affecté au financement des interconnexions est de 202,9 millions d'euros. Le solde des recettes est alloué à la baisse des tarifs.

Si sur l'ensemble de la période tarifaire le montant total des investissements d'interconnexions financés par les recettes d'enchères est inférieur à 202,9 millions d'euros, le solde restant en fin de période tarifaire sera alloué à la baisse des tarifs.

B. Traitement des interconnexions financées par les recettes d'enchères

Les investissements d'interconnexions réalisés par RTE et financés par les recettes d'enchères sont comptabilisés dans l'actif industriel de l'opérateur. Par conséquent, ils apparaissent dans la Base d'Actifs Régulée de RTE. Ces investissements donnent lieu à des charges de capital durant leur durée de vie.

Afin d'éviter une double rémunération des actifs, les charges à couvrir par le tarif sont minorées des charges de capital correspondant aux prévisions d'investissements financés par les recettes d'enchères retenues par la CRE. A cette fin, un compte régulateur spécifique est créé, le Compte Régulé de Financement des Interconnexions (CRFI). Ce compte correspond à la prévision d'investissements financés par des recettes d'enchères présentés ci-dessus. Ces investissements génèrent des charges de capital qui doivent venir en déduction du tarif (annuité du CRFI).

Les charges de capital sont déterminées selon les modalités suivantes :

- taux de rémunération avant impôt de 7,25 % ;
- amortissement sur la base d'une durée normative de 40 ans.

M€	Moyenne TURPE 3
Annuité du CRFI	5

Chaque année, les investissements d'interconnexions financés par des recettes d'enchères effectivement réalisés sont comparés à la prévision retenue. Les écarts constatés sont portés au CRFI et l'impact de cet écart sur les charges de capital à retraiter est corrigé via le CRCP.

VI. Structure des tarifs

A. Principes généraux et structure des tarifs

Pour fonder sa proposition tarifaire, la CRE reconduit les principes généraux suivants, utilisés pour les tarifs en vigueur.

1. Tarifs indépendants de la distance

Conformément aux dispositions du paragraphe 1 de l'article 4 du règlement (CE) n°1228/2003 du 26 juin 2003, qui dispose notamment que les redevances d'accès aux réseaux ne sont pas fonction de la distance séparant un producteur et un consommateur impliqués dans une transaction, la CRE maintient le principe d'une tarification dite « *timbre poste* ».

2. Tarifs identiques sur tout le territoire

Pour le réseau de grand transport, les caractéristiques actuelles des congestions ainsi que les projets d'investissements du gestionnaire de réseau public de transport ne justifient pas la différenciation des tarifs selon les zones géographiques. En effet, le réseau à très haute tension existant permet d'écouler la puissance produite par les différentes installations de production, quel que soit le plan de production retenu. Les tarifs sont donc identiques sur l'ensemble du territoire.

Pour les réseaux publics de distribution, le tarif proposé est également identique sur l'ensemble du territoire. Il s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseaux publics de distribution, ce qui entraîne une péréquation géographique des tarifs conforme au principe d'égalité prévu à l'article 1^{er} de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée.

3. Timbre d'injection

L'article 4 du décret n°2001-365 du 26 avril 2001 précise, sur ce point, que les « *tarifs tiennent compte des mesures adoptées dans le cadre de l'Union européenne pour harmoniser la tarification applicable aux échanges internationaux d'énergie et faciliter les échanges internationaux de l'énergie électrique* ». Les travaux menés sous l'égide de la Commission européenne recommandent l'harmonisation progressive des timbres d'injection en Europe, et proposent de limiter leur niveau moyen à 0,5 €/MWh. Ces critères d'harmonisation sont satisfaits dans les tarifs proposés.

4. Tarifs fondés sur les coûts comptables des opérateurs

L'article 2 du décret n°2001-365 du 26 avril 2001 dispose que les tarifs sont calculés « *à partir de l'ensemble des coûts de ces réseaux, tels qu'ils résultent de l'analyse des coûts techniques [et] de la comptabilité générale des opérateurs* ». La CRE retient donc une méthode de construction tarifaire qui se fonde sur les coûts comptables des opérateurs.

Les gestionnaires de réseaux publics répartissent leurs coûts comptables par domaine de tension. Une fois déterminé le coût global que doivent payer l'ensemble des utilisateurs d'un même niveau de tension, il convient de répartir ce coût entre les utilisateurs du même niveau de tension.

5. Allocation des coûts entre utilisateurs au prorata des flux d'énergie induits sur les réseaux

L'énergie est injectée principalement en très haute tension pour être consommée en grande partie par les utilisateurs des réseaux de distribution. C'est pourquoi l'énergie emprunte successivement des portions de réseaux à des niveaux de tension décroissants. Aussi, les utilisateurs de réseaux contribuent-ils, par les flux d'énergie qu'ils induisent, à une très grande majorité des coûts supportés par les opérateurs pour la gestion des réseaux amont. C'est pourquoi les recettes tarifaires perçues auprès d'un utilisateur contribuent à couvrir non seulement les coûts de son domaine de tension de raccordement mais aussi une partie de ceux des domaines de tension en amont.

6. Tarifs de soutirage fonction de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée

Les tarifs de soutirage dépendent du domaine de tension de raccordement, de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée.

Les recettes tarifaires perçues auprès des utilisateurs d'un même niveau de tension doivent permettre de couvrir le coût des pertes et des services système générés par ces utilisateurs ainsi qu'une partie des coûts fixes des réseaux, aux niveaux de tension amont et de raccordement.

7. Foisonnement de la puissance transitée sur les réseaux de transport et de distribution

La probabilité que tous les utilisateurs soutirent simultanément la totalité de la puissance souscrite est d'autant plus faible que les utilisateurs soutirent de l'énergie pendant une courte durée dans l'année. Un utilisateur à faible durée d'utilisation contribuera dans une moindre mesure au dimensionnement des réseaux et, de ce fait, sa contribution au financement des coûts fixes doit être moindre.

Ce phénomène est appréhendé par les coefficients de foisonnement. Ces derniers reflètent la part de la puissance souscrite consommée en moyenne, par point de connexion, pendant les heures de plus forte charge du réseau amont.

Ce phénomène de *foisonnement* est encore plus marqué si le réseau emprunté par le flux de puissance est fortement maillé. Ceci explique que le foisonnement soit différencié selon le niveau de tension. En effet, le foisonnement est d'autant plus important que le nombre de chemins offerts par le réseau au transit de la puissance est élevé. Or, aux niveaux de tension les plus élevés (HTB), les réseaux sont fortement maillés, alors qu'ils sont exploités en antenne aux domaines de tension les plus faibles (HTA et BT).

8. Allocation des coûts entre utilisateurs d'un même domaine de tension

Une fois déterminé le coût global que doivent couvrir les recettes tarifaires de l'ensemble des utilisateurs d'un même domaine de tension, il convient de répartir ce coût entre les utilisateurs de ce domaine de tension. Cette répartition se fait selon des critères différents selon les types de coûts.

Le coût des pertes dépend directement du volume des soutirages. Ce coût est par conséquent réparti entre les utilisateurs d'un même domaine de tension en fonction de la quantité d'énergie qu'ils soutirent.

Le maillage du réseau HTB3 étant le plus dense, les soutirages sur les réseaux en aval foisonnent très fortement au domaine de tension HTB3. Aussi les coûts HTB3 ne dépendent-ils pas de la puissance souscrite par les utilisateurs des réseaux aval mais de la quantité d'énergie qu'ils soutirent. C'est pourquoi la part des coûts HTB3 qui est supportée par les utilisateurs des domaines de tension inférieurs est répartie en fonction de la quantité d'énergie qu'ils soutirent.

Les autres coûts sont répartis en fonction du niveau de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée par chaque utilisateur.

9. Structure des options tarifaires

Afin de concilier le principe de non-discrimination des tarifs inscrit au II l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et la volonté de maîtrise de la demande d'énergie prévue au IV de ce même article, la CRE reconduit les tarifs à différenciation temporelle déjà existants en distribution en renforçant :

- le degré de modulation temporelle en augmentant le ratio entre la part variable en heures pleines et celle en heures creuses ainsi qu'entre l'hiver et l'été ;
- l'attractivité des tarifs à différenciation temporelle par rapport aux tarifs sans différenciation.

Ces modifications s'appuient sur un critère objectif, à savoir l'augmentation constatée ces dernières années de la différenciation horaire et saisonnière des prix de marché et donc du coût d'achat des pertes.

S'agissant du tarif de transport, la CRE estime que, dès lors qu'il n'existe pas aujourd'hui de tarif HTB à différenciation temporelle et compte tenu des éléments actuellement en sa possession, il n'est pas possible, à bref délai, ni de pratiquer une refonte profonde de la structure tarifaire ni de créer ex abrupto de nouveaux tarifs à différenciation temporelle.

B. Forme et principales évolutions des règles tarifaires pour l'utilisation des réseaux publics d'électricité

Les règles contiennent 15 sections. Les deux premières définissent les notions utilisées et la structure des tarifs. Les sections 3 à 13 décrivent les composantes tarifaires.

Les règles définies dans le cadre du TURPE 2 sont pour l'essentiel reconduites.

Toutefois, au vu du retour d'expérience fourni par les gestionnaires de réseaux ainsi que les contributions reçues lors des consultations publiques, certaines dispositions des règles tarifaires sont modifiées ou complétées.

1. Définitions

La liste des définitions est complétée afin de clarifier les conditions d'application des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

2. Structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics

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

Les modalités de calcul des tarifs pour les points de connexion raccordés au réseau pour une durée inférieure à un an sont également précisées.

3. Composante de gestion

Le dispositif mis en place lors de la précédente proposition tarifaire est reconduit, à savoir, la facturation explicite des frais de gestion sous la forme d'un terme fixe appliqué à tous les utilisateurs (producteurs, consommateurs et gestionnaires de réseaux) en fonction de leur domaine de tension de raccordement. Ce dispositif différencie les utilisateurs qui disposent d'un contrat d'accès au réseau séparé de leur contrat de fourniture d'énergie et ceux qui disposent d'un contrat unique avec leur fournisseur. En effet, pour ces derniers, les frais de gestion supportés par les gestionnaires de réseaux de distribution sont réduits par le fait qu'une large part des activités de gestion des dossiers par les gestionnaires de réseaux est réalisée par les fournisseurs qui en répercutent le coût à leurs clients dans un cadre concurrentiel.

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

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

De l'analyse des comptes des gestionnaires de réseaux, il ressort que le niveau de la composante de gestion applicable au domaine de tension HTB se maintient constant par rapport au TURPE 2, mais qu'en revanche une revalorisation de cette composante est nécessaire pour les domaines de tension inférieurs.

4. Comptage

Les dispositions précédentes permettant aux utilisateurs de choisir librement leurs dispositifs de comptage et de pouvoir bénéficier ainsi d'offres de fourniture adaptées à leur consommation, sont reconduites.

Tous les utilisateurs se voient facturer une composante de comptage en fonction des prestations qu'ils ont souhaitées (compteur à index ou à courbe de mesure, contrôle de la puissance, etc.).

Cette composante ne dépend, ni du modèle de compteur installé, ni du mode de relève (relève à pied, télérelève par le réseau téléphonique commuté, par courants porteurs en ligne ou par GSM, etc.), dans la mesure où ces caractéristiques relèvent de choix techniques et managériaux des gestionnaires de réseaux publics et sont sans impact sur la précision des données de comptage.

Toutefois, afin de simplifier les dispositions mises en place précédemment, une tarification identique pour les compteurs à simple et multi-index et une clarification de la tarification de la composante de comptage selon le régime de propriété des compteurs sont proposées.

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

- de vérification du bon fonctionnement des matériels de comptage réalisée à l'initiative des gestionnaires de réseaux publics ;
- de relève ou de télérelève (dont les coûts d'abonnement et de communication) ;
- de mesure, de calcul et d'enregistrement des données de comptage ;
- de validation, de correction et de mise à disposition des données de comptage validées ;
- le cas échéant, de profilage, pour les utilisateurs ne disposant pas de compteurs avec enregistrement de la courbe de mesure.

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

Pour les utilisateurs dont le dispositif de comptage est la propriété des gestionnaires de réseaux publics ou des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité, la nouvelle composante de comptage couvre, également, les coûts :

- des charges de capital des dispositifs de comptage déduction faite de la part des contributions de raccordement relative aux dispositifs de comptage ;
- d'entretien des matériels de comptage ;
- de renouvellement des matériels de comptage ;
- le cas échéant, de synchronisation des matériels de comptage.

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

En application du décret n°2007-1280 du 28 août 2007, relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité, les coûts de première pose d'un dispositif de comptage et de plombage font, désormais, l'objet d'une facturation dans le cadre de la contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement.

De l'analyse des comptes des gestionnaires de réseaux, il ressort que le niveau de la composante de comptage applicable au domaine de tension HTB se maintient constant par rapport aux précédentes règles tarifaires, mais qu'en revanche une revalorisation de cette composante est nécessaire pour les domaines de tension inférieurs.

En outre, afin de mieux refléter les coûts engagés par les gestionnaires de réseaux, la facturation de la composante annuelle de comptage est réalisée par point de connexion et par contrat d'accès.

Pour permettre l'amélioration des conditions de fonctionnement du marché de l'électricité, en particulier dans l'intérêt des consommateurs, et la minimisation des coûts des gestionnaires de réseaux, il est nécessaire de proposer des dispositifs de comptage évolués aux utilisateurs dans les meilleurs délais. C'est pourquoi, dans sa communication du 6 juin 2007 sur l'évolution du comptage électrique basse tension de faible puissance (≤ 36 kVA), la CRE a accepté le principe d'une expérimentation menée par ERDF sur le déploiement à grande échelle de systèmes de comptage évolués. Pour accompagner cette expérimentation, la composante de comptage applicable aux utilisateurs équipés d'un compteur évolué est identique à celle appliquée aux autres utilisateurs.

5. Timbre d'injection

La France étant un pays exportateur net d'énergie électrique, la contribution nette de RTE au mécanisme européen de compensation entre réseaux de transport pour les transits est positive. Les utilisateurs de réseau français ne doivent pas supporter la charge de cette contribution, dont la responsabilité incombe aux exportateurs. Le timbre d'injection, payé par les producteurs situés sur le territoire français, permet de couvrir le coût de cette contribution.

Par ailleurs les producteurs doivent également supporter, à due proportion, l'augmentation des charges du gestionnaire de réseau public de transport sur la période tarifaire.

En conséquence, le timbre d'injection est fixé à 19 c€/MWh sur l'ensemble de la période tarifaire.

6. Timbre de soutirage en HTB

Le tarif de soutirage en HTB dépend de la puissance souscrite $P_{Souscrite}$ en kW et du taux d'utilisation de la puissance souscrite. La formule tarifaire proposée pour la composante annuelle de soutirage, analogue à celle en vigueur depuis le 1^{er} novembre 2002, est la suivante :

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

Le taux d'utilisation est donné par la formule suivante, avec D le nombre d'heures de l'année :

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

Le terme $a_2 \cdot P_{Souscrite}$ représente le montant de la réservation de puissance. Il reflète le coût pour le gestionnaire de réseau public de mettre à disposition la puissance souscrite au point de connexion et en tout instant de l'année.

Le terme $b \cdot \tau^c \cdot P_{Souscrite}$ représente la part de la facture fonction de l'énergie soutirée. Cette formule tarifaire traduit la diminution relative des coûts de réseau engendrés par un utilisateur en fonction de sa durée d'utilisation.

Comme dans les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuellement en vigueur, les composantes mensuelles de dépassement de puissance (CMDPS) sont calculées de sorte qu'un utilisateur dépassant de 10 % sa puissance souscrite pendant 100 heures d'un même mois paie la même facture que s'il avait souscrit une puissance supérieure de 10 %. La reconduction de cette méthode de calcul permet de garder inchangée la puissance souscrite optimale de chaque utilisateur lors du passage du TURPE 2 au TURPE 3.

7. Tarifs de soutirage en HTA

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA ont le choix entre trois options tarifaires :

- option sans différenciation temporelle de même structure que pour le domaine de tension HTB ;
- option avec différenciation temporelle à cinq classes ;
- option avec différenciation temporelle à huit classes.

Les utilisateurs optant pour les tarifs avec différenciation temporelle se voient appliquer des prix élevés pendant les heures pleines d'hiver, mais peuvent bénéficier de tarifs plus faibles en dehors de cette période. Le choix de l'option tarifaire et des niveaux de puissance souscrite est laissé à l'utilisateur du réseau ou à un tiers autorisé par lui. Les gestionnaires de réseaux publics de distribution conseillent les utilisateurs ou les tiers autorisés par eux pour leur permettre de choisir l'option la mieux adaptée à leurs besoins.

8. Tarifs de soutirage en BT

a) BT > 36 kVA

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT et avec une puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA peuvent choisir entre deux options à différenciation temporelle. Le choix entre ces options s'effectue sur la base des taux d'utilisation des puissances souscrites.

b) BT ≤ 36 kVA

Les utilisateurs raccordés au domaine de tension BT avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA peuvent choisir entre quatre options : courte utilisation, moyenne utilisation, moyenne utilisation avec différenciation temporelle, longue utilisation.

Pour l'ensemble des tarifs de soutirage au domaine de tension BT, le choix d'une des options dépend des besoins en puissance et du taux d'utilisation des puissances souscrites. Le choix de l'option tarifaire et des niveaux de puissance souscrite est laissé à l'utilisateur du réseau ou à un tiers autorisé par lui. Les gestionnaires de réseaux publics de distribution conseillent les utilisateurs ou les tiers autorisés par eux pour leur permettre de choisir l'option la mieux adaptée à leurs besoins.

9. Alimentations complémentaires et de secours

Le niveau de la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours est calculé à partir des charges moyennes directes des liaisons. Comme pour les regroupements, ces niveaux visent à ce que l'incitation financière d'un utilisateur à investir dans ses propres ouvrages soit cohérente avec les coûts d'ouvrages publics.

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

10. Regroupement conventionnel des points de connexion

Le niveau de la composante de regroupement est calculé à partir des charges moyennes directes des liaisons qui permettent physiquement le regroupement. Cette modalité de calcul vise à ce que l'incitation financière d'un utilisateur à investir dans ses propres ouvrages pour matérialiser le foisonnement de ses utilisations soit cohérente avec les coûts d'ouvrages publics remplissant la même fonction à son égard.

11. Dispositifs tarifaires applicables aux réseaux publics de distribution

Les gestionnaires des réseaux publics de distribution présentent des spécificités qui sont, pour partie, définies par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée et par le II de l'article 5 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001. Pour tenir compte de ces spécificités dans les tarifs applicables aux différents domaines de tension, les dispositifs particuliers suivants sont maintenus :

- l'utilisation des ouvrages de transformation est facturée en fonction des charges moyennes directes des postes de transformation ;
- la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont est établie à partir de la différence entre les tarifs au domaine de tension de livraison et au domaine de tension immédiatement inférieur, minorée du montant de la composante d'utilisation des ouvrages de transformation, et pondérée par les parts de ces liaisons exploitées par les différents gestionnaires ;
- les écrêtements des factures mensuelles de dépassement de puissance des distributeurs sont autorisés en cas de froid très rigoureux, dans les mêmes conditions que pour le TURPE 2.

12. Utilisations ponctuelles

Pour tenir compte de certaines situations dans lesquelles les capacités de réseau permettent d'acheminer une puissance appelée pendant de courtes périodes sans préjudice pour les autres utilisateurs, le dispositif de facturation des dépassements ponctuels programmés (DPP) mis en place lors du TURPE 2 est reconduit. Ces dépassements, qui doivent être convenus à l'avance avec le gestionnaire du réseau public, sont facturés au prix moyen de l'énergie soutirée par un utilisateur ayant un taux d'utilisation de 25 %.

Afin d'améliorer ce dispositif, la période d'application des DPP est étendue du 1^{er} mai au 31 octobre, les périodes de maintenance étant pour partie situées en dehors de la période d'application des DPP en vigueur pour le TURPE 2.

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

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

13. Facturation de l'énergie réactive

Le dispositif de tarification de l'énergie réactive pour les flux de soutirage est reconduit.

a) *Sur le maintien des moyens de compensation installés sur le réseau public de distribution d'électricité*

Partant du constat que l'insertion des moyens de compensation de réactif en haute tension correspond à un optimum économique et technique, pour remédier à la dépose programmée d'une partie du parc de compensation de réactif installée sur les réseaux publics de distribution, et pour conserver aux points de connexion des réseaux publics de distribution au réseau public de transport un rapport de « *tangente phi* » moyen compris entre 0,16 et 0,185, une tarification particulière est appliquée aux transits de réactif à ces points de connexion.

Un barème fixe des pénalités en cas d'excursion en dehors d'une plage de « *tangente phi* » convenue contractuellement entre les parties au regard de règles consignées dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public de transport. Celles-ci pourront prévoir, notamment, une diminution progressive du seuil supérieur du rapport « *tangente phi* » de l'obligation actuelle de 0,4 vers la valeur cible de 0,2 par des baisses annuelles de 0,05 à partir de 2010.

Les valeurs des seuils utilisées pour l'application des règles tarifaires tiennent compte, par défaut, des valeurs historiques des seuils du rapport « *tangente phi* », dont les modalités de définition sont publiées dans la documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux.

b) *Sur les capacités constructives des régulations à basse puissance*

Pour accompagner le développement de la production décentralisée tout en assurant la sécurité du système électrique, le dispositif de tarification des transits de puissance réactive pour les flux d'injection est complété.

Les précédentes règles tarifaires caractérisaient les plages de fourniture ou d'absorption de transit de puissance réactive non soumises à tarification grâce à deux seuils de rapport de « *tangente phi* ». Mais cette caractérisation s'est avérée insuffisante compte tenu des capacités constructives des installations à faible puissance. Les plages non facturées à faible puissance sont donc élargies.

c) *Sur les installations de production en réglage de tension mais sans contrat de participation aux services système*

La création des zones de développement de l'éolien a aboli le seuil de 12 MW qui plafonnait préalablement la puissance des installations de production décentralisée. Ainsi, la production décentralisée de forte puissance est appelée à se développer sous l'impulsion de l'éolien. Par voie de conséquence, des contraintes plus fortes de tension haute commencent à apparaître aux points de connexion de ces parcs pour lesquelles une augmentation des valeurs de « *tangente phi* » en mode absorption de puissance réactive s'avère insuffisante.

Dans la mesure où ces installations ne sont pas appelées à contracter avec le gestionnaire du réseau public de transport un contrat de participation aux services système, les règles tarifaires prévoient, en supplément des dispositions existantes, des niveaux des pénalités applicables à une installation participant au réglage de la tension sur demande des gestionnaires de réseaux.

d) *Sur l'évolution des périodes de comptage*

Par ailleurs, les périodes soumises à tarification sont modifiées pour s'adapter à la programmabilité des appareils de comptage de type A5.

e) *Sur le regroupement conventionnel des points de connexion*

Les modalités actuelles de regroupement favorisent le déséquilibre des moyens de compensation et empêchent les gestionnaires de réseaux de distribution de contrôler les transits de puissance réactive en sortie d'installations de production regroupées avec d'autres installations.

Dans ces conditions, les règles tarifaires prévoient que le regroupement conventionnel des points de connexion pour la facturation de la composante annuelle de la puissance réactive ne soit possible que dans les conditions fixées par les gestionnaires de réseaux dans leurs documentations techniques de référence.

14. Indexation de la grille tarifaire

La section 14 définit les modalités d'indexation de la grille tarifaire.

15. Disposition transitoire relative à la mise en œuvre de la présente proposition tarifaire

Afin de permettre aux utilisateurs de bénéficier rapidement des incitations induites par l'augmentation de l'horosaisonnalité des tarifs, la CRE introduit une mesure transitoire permettant pendant six mois, à compter de la date d'entrée en vigueur des tarifs, de ne pas attendre la date anniversaire du dernier choix d'option tarifaire pour changer d'option.

En contrepartie cette disposition devrait avoir pour conséquence une augmentation importante des demandes de changement d'option tarifaire sur une courte période. Certains gestionnaires de réseaux de distribution pourraient avoir besoin de plusieurs mois pour effectuer le basculement de l'ensemble des utilisateurs concernés. Par suite, le délai standard de réalisation de la prestation de changement de formule tarifaire d'acheminement prévu par la proposition de la CRE du 30 octobre 2008, relative aux prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux, pourrait ne pas être respecté.

VII. Annexes

A. Indicateurs de suivi de la qualité de service d'ERDF donnant lieu à incitation financière

1. Nombre de réclamations sur rendez-vous planifié non respecté par ERDF

Indicateur :	Nombre de réclamations sur rendez-vous planifié non respecté par ERDF ayant donné lieu au versement d'une compensation financière (avec un détail par catégorie d'utilisateurs)
Suivi :	Fréquence de calcul : trimestrielle Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif :	100 % des rendez-vous non tenus du fait d'ERDF et signalés par les utilisateurs ou les tiers autorisés par ces utilisateurs, font l'objet d'une compensation financière
Incitation :	Compensation financière versée par ERDF : montants identiques à ceux facturés par ERDF en cas de non exécution d'une intervention programmée du fait de l'utilisateur ou d'un tiers autorisé par cet utilisateur (absence au rendez-vous, etc.), pour chaque rendez-vous non tenu Versement : directement aux utilisateurs qui en font la demande (ou aux tiers autorisés par ces utilisateurs si la demande a été réalisée par ces tiers)

2. Taux de réponse aux réclamations dans les 30 jours

Indicateur :	Nombre de réclamations des utilisateurs traitées dans les 30 jours calendaires / nombre total de réclamations (hors réclamations ayant fait l'objet d'une demande d'indemnisation liée à la qualité sur les réseaux publics)
Suivi :	Fréquence de calcul : mensuelle Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle Fréquence de publication : trimestrielle Fréquence de calcul de l'incitation : annuelle (à compter de l'entrée en vigueur des tarifs)
Objectif :	Objectif de base : 95 % des réclamations des utilisateurs (reçues soit directement, soit par l'intermédiaire des tiers autorisés par ces utilisateurs) traitées dans les 30 jours calendaires (hors réclamation ayant fait l'objet d'une demande d'indemnisation liée à la qualité sur les réseaux publics)
Incitation :	Malus : 100 000 € par point entier en dessous de l'objectif de base Versement : au CRCP

Nota bene : Les réclamations ayant fait l'objet d'une demande d'indemnisation liée à la qualité sur les réseaux publics ont été exclues de cet indicateur à la demande d'ERDF. La pertinence de cette exclusion sera réexaminée lors de la prochaine proposition tarifaire.

3. Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans les délais

Cet indicateur ainsi que les compensations financières associées concernent uniquement les raccordements dont la maîtrise d'ouvrage est intégralement assurée par ERDF.

Indicateur :	Nombre de propositions de raccordement non envoyées dans le délai maximum résultant de la qualification de la demande, en conformité avec le barème d'ERDF de facturation des opérations de raccordement au réseau public de distribution d'électricité (avec un détail par catégorie de raccordements)
Suivi :	Fréquence de calcul : trimestrielle Fréquence de remontée à la CRE : trimestrielle Fréquence de publication : trimestrielle
Objectif :	100 % des dépassements de délais d'envoi des propositions de raccordement signalés par le demandeur de raccordement, ou par un tiers autorisé par lui, font l'objet d'une compensation financière
Incitation :	Compensation financière versée par ERDF : <ul style="list-style-type: none">- 30 € pour les demandeurs de raccordement individuel en BT \leq 36 kVA- 100 € pour les demandeurs de raccordement individuel en BT $>$ 36 kVA et les demandeurs de raccordement collectif en BT- 1 000 € pour les demandeurs de raccordement en HTA Versement : au demandeur du raccordement (ou au tiers autorisé par lui si la demande de compensation financière a été réalisée par ce tiers)

4. Délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre

Indicateur :	Taux de respect du délai d'envoi à RTE des bilans globaux de consommation des Responsables d'Equilibre déclarés actifs (avec sites) sur le réseau d'ERDF pour la semaine S-2 en S et relatifs aux courbes de mesure (CdM) suivantes : <ul style="list-style-type: none"> - CdM agrégée des consommations des sites à courbe de mesure télé-relevée - CdM agrégée des consommations des sites à index (profilée) - CdM agrégée des productions des sites à courbe de mesure télé-relevée - CdM agrégée des productions de sites à index (profilée)
Suivi :	Fréquence de calcul : trimestrielle Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle Fréquence de publication : trimestrielle Fréquence de calcul de l'incitation : annuelle (à compter de l'entrée en vigueur des tarifs)
Objectif :	Objectif de base : 90 % Objectif cible : 96 %
Incitation :	Malus : 50 000 € par point entier en dessous de l'objectif de base Bonus : 50 000 € par point entier au dessus de l'objectif cible Versement : au CRCP

5. Taux de disponibilité du portail « Fournisseur »

Indicateur :	Nombre d'heures de disponibilité (hors indisponibilités programmées) / nombre d'heures d'ouverture du portail SGE (les heures d'ouverture sont de 7h à 19h du lundi au samedi sauf jours fériés)
Suivi :	Fréquence de calcul : hebdomadaire Fréquence de transmission à la CRE : trimestrielle Fréquence de publication : trimestrielle Fréquence de calcul de l'incitation : hebdomadaire et annuelle (à compter de l'entrée en vigueur des tarifs)
Objectif :	Objectif de base : 96 % par semaine Objectif cible : 99 % par année
Incitation :	Malus : 10 000 € par semaine en dessous de l'objectif de base Bonus : 100 000 € par année au dessus de l'objectif cible Versement : au CRCP

B. Autres indicateurs de suivi de la qualité de service d'ERDF

1. Indicateurs relatifs aux interventions

Libellés de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de transmission à la CRE
Délai de réalisation d'une mise en service (MES) sur installation existante	Taux de MES sur installation existante réalisées par tranche de délai et par catégorie de consommateurs	Mois
Délai de réalisation d'une résiliation	Taux de résiliations réalisées par tranche de délai et par catégorie de consommateurs	Mois
Délai de réalisation d'un changement de fournisseur	Taux de changement de fournisseur réalisés par tranche de délai et par catégorie de consommateurs	Mois

Nota bene : les systèmes d'information (SI) actuels d'ERDF ne permettent pas à l'opérateur de produire les indicateurs relatifs à la réalisation des prestations annexes sur le périmètre de l'ensemble des consommateurs. Ces indicateurs sont, en effet, calculés sur le seul périmètre des consommateurs gérés par les SI mis en place pour l'ouverture des marchés. Cet état de fait perdurera jusqu'à la complète séparation des SI d'ERDF et d'EDF.

2. Indicateurs relatifs à la relation avec les utilisateurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de transmission à la CRE
Nombre total de réclamations d'utilisateurs	Nombre de réclamations d'utilisateurs (reçues soit directement, soit par l'intermédiaire d'un tiers autorisé par l'utilisateur) par nature et par catégorie d'utilisateurs	Trimestre
Taux de réponse aux réclamations d'utilisateurs dans les 30 jours (détaillés par nature et par catégorie d'utilisateurs)	Nombre de réclamations d'utilisateurs traitées dans les 30 jours / nombre total de réclamations, par nature et par catégorie d'utilisateurs (cet indicateur est calculé hors réclamations ayant fait l'objet d'une demande d'indemnisation liée à la qualité sur les réseaux publics)	Trimestre

3. Indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de transmission à la CRE
Nombre de réclamations de fournisseurs	Nombre total des réclamations de fournisseurs par nature	Trimestre
Taux d'accessibilité de la ligne téléphonique spécialisée fournisseurs	Nombre des appels servis sur la ligne « affaires urgentes » des accueils acheminement / Nombre d'appels à traiter	Trimestre

4. Indicateurs relatifs à la relève et la facturation

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de transmission à la CRE
Taux de compteurs avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année pour les consommateurs BT \leq 36 kVA	Nombre de compteurs avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année / nombre de compteurs à relever	Trimestre
Taux de relevés mensuels publiés sur index réel pour les consommateurs BT > 36 kVA et HTA en contrat unique	Nombre de relevés publiés sur index réel / nombre de relevés publiés	Mois
Taux de publication par SGE* des relevés et des factures, des consommateurs BT > 36 kVA et HTA en contrat unique, dans les délais	Nombre de données de relève et de facturation publiées dans les délais / nombre de points de relevés attendus	Mois

Taux d'absence au relevé 3 fois et plus des consommateurs BT ≤ 36 kVA	Nombre de clients absents 3 fois et plus lors du relevé / nombre de compteurs à relever	Trimestre
---	---	-----------

* SGE : Système de Gestion des Echanges

5. Indicateurs relatifs aux raccordements

Ces indicateurs concernent uniquement les raccordements dont la maîtrise d'ouvrage est intégralement assurée par ERDF.

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de transmission à la CRE
Taux d'accessibilité téléphonique des Accueils Raccordement Electricité	Nombre d'appels téléphoniques pris / nombre d'appels reçus	Trimestre
Délai d'envoi de la proposition technique et financière de raccordement	Délai d'envoi de la proposition technique et financière de raccordement à partir de la qualification de la demande (avec un détail par catégorie de raccordements).	Trimestre
Taux de respect de la date convenue de mise en exploitation des ouvrages de raccordement	Nombre de raccordements mis en exploitation dans le délai convenu lors de la réception de l'accord sur la proposition technique et financière de raccordement (et le cas échéant l'ordre de service de la collectivité compétente en matière d'urbanisme) / Nombre de raccordements mis en exploitation (avec un détail par catégorie de raccordements)	Trimestre
Délai de réalisation des travaux de raccordement	Délai entre la date de réception de l'accord sur la proposition technique et financière de raccordement (et le cas échéant l'ordre de service de la collectivité compétente en matière d'urbanisme) et la date réelle de mise en exploitation (avec un détail par catégorie de raccordements) : <ul style="list-style-type: none"> - délai moyen pour les raccordements individuels BT ≤ 36 kVA sans extension - taux de raccordement par tranche de délai dans les autres cas (avec un détail par catégorie de raccordements) 	Trimestre

Règles tarifaires pour l'utilisation des réseaux publics d'électricité

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 doit(vent) 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 à l'article 23 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée 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	Domaine haute tension
$40 \text{ kV} < U_n \leq 50 \text{ kV}$	HTA 2		
$50 \text{ kV} < U_n \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	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.

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.

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.

Conformément au II de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 modifiée qui prescrit la couverture de l'« ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public », 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) décision(s) approuvant la (les) proposition(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 13 ci-après. Il en va de même pour l'utilisation des interconnexions avec les réseaux de transport des pays voisins qui peut être facturée selon les résultats de mécanismes de marché établis en application du règlement (CE) n°1228/2003 du 26 juin 2003.

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.

Lorsqu'un utilisateur est raccordé au réseau public d'électricité pour une durée inférieure à un an, la part fixe des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité définis aux sections 3 à 13 ci-après est calculée au *pro rata temporis* avec un pas mensuel sans que le montant facturé puisse être inférieur à 1/12^{ème} de la part fixe considérée.

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. Pour les domaines de tension HTA et BT, 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 23 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée.

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 au I de l'article 22 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée ;
- 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
HTB	7 700,00	7 700,00
HTA	640,92	61,80
BT > 36 kVA	309,12	49,56
BT ≤ 36 kVA	30,84	8,04

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 et pour chaque contrat d'accès 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
HTB	-	Hebdomadaire	Dépassement	Courbe de mesure	2 662,32
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	1 083,24
				Index	460,44
BT	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	1 083,24
	P > 36 kVA	Mensuelle	Dépassement	Index	357,12
			Disjoncteur		284,40
	18 kVA < P ≤ 36 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	20,28
	P ≤ 18 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	16,80
P ≤ 36 kVA	Bimestrielle	Compteur évolué	Index	16,80	

4.2. Dispositifs de comptage propriété des utilisateurs

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

Tableau 2.2

Domaine de tension	Puissance (P)	Fréquence minimale de transmission	Contrôle de la puissance	Grandeurs mesurées	Composante annuelle de comptage €/an
HTB	-	Hebdomadaire	Dépassement	Courbe de mesure	477,96
HTA	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	507,36
				Index	139,32
BT	-	Mensuelle	Dépassement	Courbe de mesure	507,36
	P > 36 kVA	Mensuelle	Dépassement	Index	127,44
			Disjoncteur		132,96
	18 kVA < P ≤ 36 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	8,16
P ≤ 18 kVA	Semestrielle	Disjoncteur	Index	8,16	

5. Composante annuelle des injections (CI)

La composante annuelle des injections est établie en chaque point de connexion, en fonction de l'énergie active injectée sur le réseau public, selon le tableau 3 ci-dessous :

Tableau 3

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

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

6.1. Composante annuelle des soutirages (CS)

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

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

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

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

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

Tableau 4

Domaine de tension	a_2 (€/kW/an)	b (€/kW/an)	c
HTB 3	5,55	15,35	0,932
HTB 2	10,20	23,86	0,717
HTB 1	13,55	49,10	0,777

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

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

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

Les dépassements de puissance par rapport à la puissance souscrite ΔP sont calculés par période d'intégration de 10 minutes. Le facteur applicable est défini dans le tableau 5 ci-après :

Tableau 5

Domaine de tension	α (€/kW)
HTB 3	0,25
HTB 2	0,59
HTB 1	0,79

7. 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 sauf disposition transitoire prévue à la section 15, 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.

7.1. Tarif optionnel sans différenciation temporelle

Les utilisateurs choisissent, par multiples de 1 kW, une puissance souscrite $P_{Souscrite}$ 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 :

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

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

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

Les coefficients a_2 , b et c employés sont ceux du tableau 6 ci-dessous :

Tableau 6

Domaine de tension	a_2 (€/kW/an)	b (€/kW/an)	c
HTA	20,03	77,12	0,800

7.2. 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 :

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

7.2.1. 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 7.1 et 7.2 ci-dessous :

Tableau 7.1

a_2 (€/kW/an)	11,88
-----------------------------------	-------

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)	$d_1 = 6,60$	$d_2 = 2,78$	$d_3 = 1,48$	$d_4 = 0,88$	$d_5 = 0,68$
Coefficient pondérateur de puissance	$k_1 = 100\%$	$k_2 = 88\%$	$k_3 = 62\%$	$k_4 = 52\%$	$k_5 = 42\%$

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.

7.2.2. 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 8.1 et 8.2 ci-dessous :

Tableau 8.1

a_2 (€/kW/an)	11,88
-----------------	-------

Tableau 8.2

	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)	$d_1 = 6,80$	$d_2 = 3,25$	$d_3 = 2,27$	$d_4 = 1,78$	$d_5 = 1,43$	$d_6 = 0,94$	$d_7 = 0,73$	$d_8 = 0,62$
Coefficient pondérateur de puissance	$k_1 = 100\%$	$k_2 = 89\%$	$k_3 = 75\%$	$k_4 = 66\%$	$k_5 = 56\%$	$k_6 = 36\%$	$k_7 = 24\%$	$k_8 = 17\%$

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.

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

7.3.1. 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 :

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

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 :

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

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 7.1 et 7.2, selon l'option choisie.

7.3.2. 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 :

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

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 :

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

Les coefficients a_2 et k_i employés sont ceux des sections 7.1 et 7.2, selon l'option choisie.

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

8.1. 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 sauf disposition transitoire prévue à la section 15, un des deux tarifs avec différenciation temporelle suivants : moyenne utilisation et longue utilisation.

Pour chacune des classes temporelles définies à la section 8.1.1 et à la section 8.1.2, 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 :

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

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 :

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

8.1.1. 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 9.1 et 9.2 ci-dessous :

Tableau 9.1

a_2 (€/kW/an)	21,00
-----------------------------------	-------

Tableau 9.2

	Heures de pointe (i = 1)	Heures pleines d'hiver (i = 2)	Heures creuses d'hiver (i = 3)	Heures pleines d'été (i = 4)	Heures creuses d'été (i = 5)
Coefficient pondérateur de l'énergie (c€/kWh)	$d_1 = 3,42$	$d_2 = 3,42$	$d_3 = 2,36$	$d_4 = 1,19$	$d_5 = 1,01$
Coefficient pondérateur de puissance	$k_1 = 100\%$	$k_2 = 71\%$	$k_3 = 61\%$	$k_4 = 50\%$	$k_5 = 50\%$

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.

8.1.2. 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 10.1 et 10.2 ci-dessous :

Tableau 10.1

a_2 (€/kW/an)	12,24
-----------------------------------	-------

Tableau 10.2

	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)	$d_1 = 4,26$	$d_2 = 2,89$	$d_3 = 1,18$	$d_4 = 1,01$

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.

8.1.3. 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 8.1.1.

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 8.1.2.

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 :

$$CMDPS = 11,11 \cdot h$$

8.2. 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 sauf disposition transitoire prévue à la section 15, un des quatre tarifs suivants :

- courte utilisation ;
- moyenne 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 :

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

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.

8.2.1. 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 11 ci-dessous :

Tableau 11

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
P ≤ 9 kVA	3,12	3,15
9 kVA < P ≤ 18 kVA	5,64	2,98
18 kVA < P	11,40	2,65

8.2.2. Tarif BT ≤ 36 kVA moyenne utilisation

Pour le tarif moyenne utilisation, $n = 1$ et les coefficients a_2 et d_1 employés sont ceux du tableau 12 ci-dessous :

Tableau 12

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
P ≤ 9 kVA	4,44	2,97
9 kVA < P ≤ 18 kVA	8,28	2,71
18 kVA < P	18,24	2,13

8.2.3. 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 13 ci-dessous :

Tableau 13

Puissance souscrite (P)	a_2 (€/kVA/an)	d_1 Heures pleines (c€/kWh)	d_2 Heures creuses (c€/kWh)
P ≤ 9 kVA	4,44	3,33	2,07
9 kVA < P ≤ 18 kVA	8,28	2,98	1,85
18 kVA < P	18,24	2,31	1,44

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.

8.2.4. 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 14 ci-dessous :

Tableau 14

	a_2 (€/kVA/an)	d_1 (c€/kWh)
Longue utilisation	51,60	1,02

9. 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.

9.1. 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 15

Domaine de tension	Cellules (€/cellule/an)	Liaisons (€/km/an)
HTB 3	91 999	8 718
HTB 2	55 483	Liaisons aériennes : 5 558 Liaisons souterraines : 27 789
HTB 1	28 819	Liaisons aériennes : 3 298 Liaisons souterraines : 6 596
HTA	3 050	Liaisons aériennes : 832 Liaisons souterraines : 1 248

9.2. 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 15 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 15 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 16 ci-dessous, correspondant à la tarification de la réservation de puissance de transformation :

Tableau 16

Domaine de tension de l'alimentation	€/kW/an ou €/kVA/an
HTB 2	1,34
HTB 1	2,56
HTA	5,95
BT	6,20

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 15 ci-dessus et de la composante établie selon le barème du tableau 17 ci-dessous, correspondant à la tarification du réseau électrique public permettant le secours à un domaine de tension inférieur.

Tableau 17

Domaine de tension de l'alimentation principale	Domaine de tension de l'alimentation de secours	Prime fixe (€/kW/an)	Part énergie (c€/kWh)
HTB 3	HTB 2	6,39	0,65
	HTB 1	4,69	1,12
HTB 2	HTB 1	1,37	1,12
	HTA	7,72	1,66
HTB 1	HTA	2,69	1,66
HTA	BT	-	-

10. Composante de regroupement (CR)

Un utilisateur connecté à un réseau public en plusieurs points de connexion au même réseau public dans le même domaine de tension HTB ou 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, 6 et 7, 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 18 suivant :

Tableau 18

Domaine de tension	k (€/kW/km/an)
HTB 3	0,05
HTB 2	Liaisons aériennes : 0,13 Liaisons souterraines : 0,50
HTB 1	Liaisons aériennes : 0,66 Liaisons souterraines : 1,16
HTA	Liaisons aériennes : 0,47 Liaisons souterraines : 0,67

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

11.1. 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 du point de connexion. Il doit dans ce cas acquitter une composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation, reflétant le coût des transformateurs et des cellules. Cette composante est calculée selon la formule suivante, en fonction de sa puissance souscrite $P_{\text{Souscrite}}$.

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

Le coefficient k employé est celui défini dans le tableau 19 ci-dessous :

Tableau 19

Domaine de tension du point de connexion	Domaine de tension de la tarification appliquée	k (€/kW/an)
HTB 2	HTB 3	1,56
HTB 1	HTB 2	3,36
HTA	HTB 1	5,95
BT	HTA	7,72

Cette faculté peut être combinée avec celle de procéder au regroupement tarifaire, selon les modalités de la section 10. 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.

11.2. 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 de réseau exploité au domaine de tension N par le gestionnaire de réseau public de distribution ;
- l_2 , la plus petite longueur de réseau exploité au domaine de tension N par le gestionnaire du réseau public auquel il est connecté qui relie son point de connexion à un transformateur de tension de ce gestionnaire ;
- $CT_{N/N+1}$ est la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation entre les domaines de tension $N+1$ et N définie à la section 11.1.

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

11.3. 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.

12. Composante annuelle de dépassements ponctuels programmés (CDPP)

Pour des dépassements ponctuels programmés pour travaux pendant la période du 1^{er} mai au 31 octobre et notifiés préalablement au gestionnaire de réseau public, un utilisateur dont un point de connexion, non exclusivement alimenté ou desservi par une (des) alimentation(s) de secours, est équipé d'un compteur à courbe de mesure et connecté en HTB ou 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 aux sections 6.2 et 7.3.

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

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 20 ci-dessous :

Tableau 20

Domaine de tension	k (c€/kW)
HTB 3	0,077
HTB 2	0,152
HTB 1	0,241
HTA	0,363

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.

13. 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 13.1 et 13.2 ne s'appliquent pas aux points de connexion situés à l'interface entre deux réseaux publics d'électricité.

13.1. 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 21 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 21 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 HTB, HTA et BT au-dessus de 36 kVA au-delà du rapport $tg \varphi_{max}$ est facturée selon le tableau 21 ci-dessous :

Tableau 21

Domaine de tension	Rapport $tg \varphi_{max}$	c€/kvar.h
HTB 3	0,4	1,30
HTB 2	0,4	1,39
HTB 1	0,4	1,55
HTA	0,4	1,77
BT > 36 kVA	0,4	1,86

13.2. 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 22 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 22 ci-dessous.

Cependant, en dessous d'un seuil de faible production mensuel, est facturée selon le tableau 22 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 22

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTA	1,77
BT > 36 kVA	1,86

Lorsque l'installation est régulée en tension, et que l'utilisateur ne bénéficie pas d'un contrat tel que prévu à l'article 15-III de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée, 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 23 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 23

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTB 3	1,30
HTB 2	1,39
HTB 1	1,55
HTA	1,77

13.3. 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 24 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 24

Domaine de tension	c€/kvar.h
HTB 3	1,30
HTB 2	1,39
HTB 1	1,55
HTA	1,77

14. Indexation de la grille tarifaire

Soit M le mois anniversaire de la date d'entrée en vigueur des présentes règles tarifaires.

Chaque année N à compter de l'année 2010, le niveau des composantes suivantes est ajusté mécaniquement le 1^{er} jour du mois M :

- la composante annuelle de gestion applicable aux domaines de tension HTA et BT (coefficient a_1) ;
- la composante annuelle de comptage applicable aux domaines de tension HTA et BT ;
- la composante annuelle des soutirages applicable à l'ensemble des domaines de tension (ajustement des seuls coefficients a_2 , b et d_i) ;
- les composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite applicables au domaine de tension HTB (coefficient α ; les coefficients applicables aux autres niveaux de tension sont ajustés automatiquement du fait de l'ajustement des coefficients a_2).

La grille tarifaire en vigueur à compter du 1^{er} jour du mois M de l'année N est obtenue en ajustant la grille tarifaire en vigueur le mois précédent de l'évolution de l'indice des prix à la consommation harmonisé, d'un facteur d'évolution des coûts et d'un facteur d'apurement du Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP).

14.1. Domaine de tension HTB

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

$$Z_N = IPCH_N - X + K_N$$

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.

$IPCH_N$: pourcentage d'évolution entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation harmonisé - France 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 : 000671193).

X : facteur d'évolution des coûts égal à $-0,4$ %.

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

14.2. Domaines de tension HTA et BT

Pour les domaines de tension HTA et BT, la grille tarifaire est ajustée mécaniquement du pourcentage suivant :

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

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.

$IPCH_N$: pourcentage d'évolution entre la valeur moyenne de l'indice mensuel des prix à la consommation harmonisé - France 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 : 000671193).

X' : facteur d'évolution des coûts égal à $-1,3\%$.

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

14.3. Règles d'arrondi

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

- pour les domaines de tension HTB et HTA, les coefficients des parties fixes et variables des composantes annuelles des soutirages sans différenciation temporelle sont arrondis au centime d'euro le plus proche ;
- les autres coefficients des parties variables des composantes annuelles des soutirages sont arrondis au centième de centime d'euro le plus proche ;
- pour le domaine de tension HTB, les coefficients des composantes mensuelles des dépassements de puissance souscrite sont arrondis au centime d'euro le plus proche ;
- les autres coefficients des parties fixes des composantes annuelles des soutirages ainsi que des composantes annuelles de gestion et de comptage sont arrondis à la valeur divisible par 12 la plus proche.

15. 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.

Fait à Paris, le 26 février 2009

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

Philippe de LADOUCKETTE