

## **EXPOSE DES MOTIFS**

~~~~~

## TABLE DES MATIERES

|                                                                                                                                 |           |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>I – INTRODUCTION .....</b>                                                                                                   | <b>1</b>  |
| <b>II – CADRE DE REGULATION ET PRINCIPALES EVOLUTIONS TARIFAIRES.....</b>                                                       | <b>2</b>  |
| <b>III - NIVEAU DES TARIFS.....</b>                                                                                             | <b>3</b>  |
| A – COUVERTURE DES COUTS SUPPORTES PAR LES GESTIONNAIRES DES RESEAUX PUBLICS .....                                              | 3         |
| 1. <i>Charges de capital</i> .....                                                                                              | 3         |
| 2. <i>Charges d’exploitation</i> .....                                                                                          | 4         |
| 3. <i>Recettes des gestionnaires de réseaux publics ne relevant pas de la présente proposition tarifaire</i> .....              | 7         |
| 4. <i>Autres charges à couvrir et ajustements</i> .....                                                                         | 8         |
| 5. <i>Charges des distributeurs non nationalisés (DNN)</i> .....                                                                | 9         |
| B – PRISE EN COMPTE DES AJUSTEMENTS LIES AU PROCESSUS DE REGULATION : LE COMPTE DE REGULATION DES CHARGES ET DES PRODUITS ..... | 10        |
| 1. <i>Principes</i> .....                                                                                                       | 10        |
| 2. <i>Périmètre</i> .....                                                                                                       | 10        |
| 3. <i>Fonctionnement</i> .....                                                                                                  | 11        |
| 4. <i>Impact comptable</i> .....                                                                                                | 12        |
| <b>IV – STRUCTURE DES TARIFS .....</b>                                                                                          | <b>12</b> |
| A – PRINCIPES GENERAUX ET STRUCTURE DES TARIFS .....                                                                            | 12        |
| 1. <i>Tarifs indépendants des transactions (principe dit du « timbre-poste »)</i> .....                                         | 12        |
| 2. <i>Tarifs identiques sur tout le territoire (péréquation tarifaire)</i> .....                                                | 12        |
| 3. <i>Timbre d’injection</i> .....                                                                                              | 13        |
| 4. <i>Tarifs fondés sur les coûts comptables répartis au prorata des énergies transitées</i> .....                              | 13        |
| 5. <i>Tarifs fonction de la puissance souscrite et de l’énergie soutirée</i> .....                                              | 13        |
| B – FORME ET PRINCIPALES EVOLUTIONS DES REGLES TARIFAIRES POUR L’UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS D’ELECTRICITE .....            | 15        |
| 1. <i>Définitions</i> .....                                                                                                     | 15        |
| 2. <i>Structure des tarifs d’utilisation des réseaux publics</i> .....                                                          | 15        |
| 3. <i>Frais de gestion</i> .....                                                                                                | 15        |
| 4. <i>Comptage</i> .....                                                                                                        | 15        |
| 5. <i>Timbre d’injection</i> .....                                                                                              | 16        |
| 6. <i>Timbre de soutirage en HTB</i> .....                                                                                      | 16        |
| 7. <i>Tarifs de soutirage en HTA</i> .....                                                                                      | 17        |
| 8. <i>Tarifs de soutirage en BT</i> .....                                                                                       | 17        |
| 9. <i>Alimentations de secours</i> .....                                                                                        | 18        |
| 10. <i>Regroupement conventionnel des points de connexion</i> .....                                                             | 18        |
| 11. <i>Dispositifs tarifaires applicables aux réseaux publics de distribution</i> .....                                         | 18        |
| 12. <i>Utilisations ponctuelles</i> .....                                                                                       | 19        |
| 13. <i>Facturation de l’énergie réactive</i> .....                                                                              | 19        |
| 14. <i>Catalogue des prestations complémentaires</i> .....                                                                      | 19        |

## 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 au Gouvernement de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité destinés à se substituer aux tarifs en vigueur approuvés par le décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002 et entrés en application le 1<sup>er</sup> novembre 2002. La durée d'application de ces tarifs va vraisemblablement dépasser trois ans alors que la CRE les avait conçus pour une durée d'application limitée à douze ou dix huit mois compte tenu de l'imprécision des comptes des opérateurs utilisés pour les établir.

Les tarifs d'utilisation des réseaux doivent maintenant être établis conformément aux dispositions de l'article 4 du règlement européen n° 1228/2003 du 26 juin 2003 qui est entré en application le 1<sup>er</sup> juillet 2004. Selon ce règlement, les redevances d'accès aux réseaux « *sont transparentes, prennent en considération la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ...* ». Ces caractéristiques ne sont pas toutes respectées par les tarifs actuellement en vigueur.

La CRE dispose désormais d'informations plus précises sur les charges des gestionnaires de réseaux publics grâce aux audits menés sur les coûts techniques des réseaux, ainsi qu'à l'évaluation des conséquences des dispositions de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 en matière de financement des retraites des employés des industries électriques et gazières et des changements de périmètre des actifs de transport et de distribution d'électricité.

La mise en place par la CRE de contrôles externes des comptes des activités de réseaux et l'instauration par la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 d'une simplification des procédures de mise en œuvre des propositions tarifaires de la CRE permettront de procéder à l'avenir à des révisions tarifaires tenant compte plus rapidement de l'évolution réelle des charges et des produits des gestionnaires de réseaux. Ces révisions permettront en particulier d'établir un partage équitable des gains de productivité des gestionnaires de réseaux entre ces entreprises, leurs clients et leurs actionnaires.

Pour mieux se conformer aux exigences du règlement européen du 26 juin 2003, la présente proposition de tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité vise à accroître la transparence des tarifs, notamment en matière de comptage et de coûts de gestion, à refléter plus précisément les coûts supportés par les gestionnaires de réseaux, à faciliter la mise en œuvre des règles tarifaires et à préciser certains dispositifs optionnels afin de prévenir d'éventuels traitements discriminatoires entre utilisateurs de réseaux.

Pour préparer cette proposition, la CRE a consulté les principaux gestionnaires de réseaux concernés à partir du premier trimestre 2003. Au premier trimestre 2004, elle a également procédé à une consultation publique sur les principes tarifaires qu'elle envisageait d'appliquer. Les contributions reçues et les auditions conduites le 8 avril 2004 lui ont permis de recueillir les opinions de gestionnaires de réseaux, de producteurs, de fournisseurs et de consommateurs. Sur cette base, la CRE a préparé des règles tarifaires comprenant la mise à jour des niveaux tarifaires applicables aux différentes catégories d'utilisateurs. Ces règles ont fait l'objet d'une nouvelle consultation publique lancée le 4 juillet 2005 et d'auditions des différentes catégories d'acteurs concernés pendant le mois de juillet 2005.

La présente proposition est conçue pour entrer en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2006. Son entrée en vigueur sera favorable à la concurrence entre fournisseurs sur le marché ouvert. En effet, dans l'élaboration de cette nouvelle proposition, la CRE s'est particulièrement attachée à ce que les tarifs d'utilisation des réseaux soient fondés sur l'analyse des coûts techniques des différentes activités afin de prévenir les subventions croisées entre activités réglementées et activités en concurrence.

La consultation publique menée en juillet 2005 a permis de conclure à la possibilité technique d'une mise en œuvre à cette date dans la mesure où les règles applicables seraient publiées avec une anticipation suffisante pour permettre à toutes les parties prenantes de s'y préparer.

Compte tenu des incertitudes sur le coût des procédures qui seront retenues pour mettre en œuvre l'ouverture à la concurrence de tout le marché de la fourniture d'électricité au 1<sup>er</sup> juillet 2007, la CRE estime que les règles tarifaires devront être à nouveau adaptées vers la fin de 2007. Sa proposition est donc conçue pour une durée de deux ans.

## **II – CADRE DE REGULATION ET PRINCIPALES EVOLUTIONS TARIFAIRES**

Les différentes consultations menées par la CRE ont montré le souhait de nombreuses parties prenantes que le tarif d'utilisation des réseaux fasse apparaître les coûts réels des différentes activités assurées par les gestionnaires de réseaux publics. Ces activités comprennent, d'une part, l'exploitation et la maintenance du réseau, son développement et son adaptation, et, d'autre part, la gestion de certaines relations contractuelles, le comptage et la mesure des paramètres d'utilisation du réseau.

Le retour d'expérience de l'application de la première proposition de tarification de la CRE a permis d'identifier des besoins d'amélioration, en premier lieu, dans la rédaction des règles tarifaires et, en second lieu, dans la définition du périmètre des dispositifs tarifaires devant être réglementés afin de garantir l'absence de discrimination. La CRE ayant été saisie de plusieurs règlements de différends sur les notions d'alimentations de secours et d'alimentations complémentaires, celles-ci sont désormais précisément définies. Ce retour d'expérience a aussi confirmé la nécessité de préciser les dispositifs spécifiques applicables aux gestionnaires de réseaux publics de distribution.

La CRE s'est fondée également sur les conclusions des audits menés sur les comptes dissociés des exercices 2000 et 2002 d'EDF, ainsi que sur les comptes de 2003.

Par ailleurs, la présente proposition de règles tarifaires prend en compte les évolutions de l'organisation du secteur intervenues à l'occasion de l'ouverture à la concurrence pour les clients non-résidentiels depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004 :

- prise en charge de la gestion de la plupart des relations clientèle par les fournisseurs dans le cadre du contrat GRD-Fournisseur ;
- possibilité offerte aux utilisateurs de demander l'installation de dispositifs de comptage plus adaptés à leurs besoins et d'être propriétaires de leur dispositif de comptage ;
- mise en place de mécanismes de responsable d'équilibre et de profilage ;
- facturation par les gestionnaires des réseaux publics, selon un barème de prix public, transparent et applicable sans discrimination, de certaines prestations complémentaires, dont les coûts étaient auparavant partiellement inclus dans les charges couvertes par les tarifs réglementés, sans que le statut de ces prestations ait été clairement défini.

La proposition tient compte des évolutions introduites par la loi du 9 août 2004 et le règlement européen du 26 juin 2003. Elles concernent les actifs inclus dans les périmètres du transport et de la distribution, le montant des charges de retraites supportées par les opérateurs de réseau ainsi que les recettes résultant des mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions internationales.

Pour établir cette proposition, la CRE a procédé à une évaluation des coûts et des recettes prévisionnels du réseau de transport pour 2006 et 2007, période d'application envisagée pour cette proposition. En revanche, pour la distribution, seule l'année 2006 a été retenue en raison des modifications d'organisation et de modes opératoires attendues en 2007 à l'occasion de l'ouverture à la concurrence de la fourniture pour les clients résidentiels.

Les coûts d'infrastructures se décomposent en charges d'exploitation nécessaires au bon fonctionnement et à la maintenance des réseaux et installations, et en charges de capital (rémunération et amortissement des biens utilisés au titre des activités de transport et de distribution).

Les taux de croissance annuels des soutirages des utilisateurs de réseaux entre 2004 et 2007 pris en compte dans les calculs ont été estimés sur la base des taux de croissance constatés sur la période récente, corrigés des aléas climatiques, et des prévisions des gestionnaires de réseaux publics pour les années 2006 et 2007. Il est de 1,5 % pour le réseau de transport et de 2 % pour les réseaux de distribution. Pendant la durée d'application du nouveau tarif qui résultera de la présente proposition, des contrôles de l'évolution du niveau des charges et produits ainsi que des taux de croissance des soutirages constatés seront effectuées par la CRE, dans le cadre de l'article 33 de la loi du 10 février 2000 modifiée.

La prise en compte de l'ensemble de ces éléments conduit à une évolution des tarifs comportant une baisse relative de la basse tension par rapport aux autres niveaux de tension, principalement du fait du transfert vers le fournisseur d'une partie des coûts de gestion, de l'externalisation de prestations complémentaires dans le catalogue visé au B.14 ci-après, du correctif au titre des audits des comptes 2000 et 2002 et d'une répartition plus pertinente des coûts de réseaux entre les domaines de tension HTA et BT.

### **III - NIVEAU DES TARIFS**

#### **A – Couverture des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux publics**

Les principes et les principales hypothèses retenues par la CRE pour estimer les charges futures sont les suivants.

##### **1. Charges de capital**

Les charges de capital sont constituées de la somme d'une rémunération financière et des amortissements.

##### **a) Rémunération financière**

##### **- Assiette de rémunération**

Les bases d'actifs de RTE et EDF Réseau Distribution (ERD) s'entendent après transferts d'actifs entre le réseau public de transport (RPT) et les réseaux publics de distribution (RPD).

##### **Pour le gestionnaire du réseau public de transport (RTE)**

La valeur de la base d'actifs régulée de RTE correspond à la valeur nette comptable de ses actifs (hors immobilisations financières) au 1<sup>er</sup> janvier de l'année diminuée des subventions d'investissement prévisionnelles de l'exercice. Elle tient compte d'un besoin en fonds de roulement (BFR) dont le niveau normatif est de -50 M€ Le montant de la base d'actifs régulée estimée au 1<sup>er</sup> janvier 2006 et retenue pour fixer le niveau du tarif est de 10 799 M€ (11 075 M€ en moyenne pour 2006-2007).

Ces montants de base d'actifs incorporent des montants d'investissement de 915 M€ en 2006 et de 845 M€ en 2007. La réalisation de cette prévision d'investissement est conditionnée aux procédures d'investissement applicables au réseau public de transport qui comprennent l'approbation des programmes annuels par la CRE.

## Pour le gestionnaire des réseaux publics de distribution (ERD)

La valeur de la base d'actifs régulés d'ERD est calculée à partir de la valeur nette comptable des immobilisations diminuée des financements initiaux des concédants arrêtés au 31 décembre 2004 à hauteur de 11 300 M€

Après cette date, les actifs mis en service à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2005 entrent dans la base d'actifs régulés pour la totalité de leur montant. En contrepartie, les charges de capital sont diminuées du montant des financements des concédants de l'année. Le niveau du besoin en fonds de roulement normatif est nul.

Le montant de la base d'actifs régulée estimée au 1<sup>er</sup> janvier 2006 et retenue pour fixer le niveau du tarif est de 26 324 M€ Ces montants de base d'actifs incorporent un montant d'investissement de 2 300 M€ en 2006, dont 1 500 M€ de financement prévus par EDF. La réalisation de cette prévision d'investissement est conditionnée aux procédures d'investissement et à la réglementation applicables aux réseaux publics de distribution.

### - Taux de rémunération

Le taux de rémunération des actifs est appréhendé par la mesure du coût moyen pondéré du capital (CMPC) et se situe, pour la présente période de régulation, à 7,25 % nominal avant impôt pour RTE et ERD. Le tableau ci-dessous détaille les valeurs utilisées pour apprécier ce taux.

|                                             |        |                                       |
|---------------------------------------------|--------|---------------------------------------|
| Taux sans risque nominal                    | 3,55%  | A                                     |
| Spread sur la dette                         | 0,35   | B                                     |
| Bêta actifs                                 | 0,45   | C                                     |
| Bêta des fonds propres                      | 0,74   | $D = C * (1 + G / (1 - G) * (1 - F))$ |
| Prime de marché                             | 4,50%  | E                                     |
| Taux d'Impôt sur les sociétés               | 34,93% | F                                     |
| Dette nette / (Dette nette + Fonds Propres) | 50%    | G                                     |

|                                                     |              |                                                       |
|-----------------------------------------------------|--------------|-------------------------------------------------------|
| Coût de la dette avant Impôt sur les Sociétés       | 3,9%         | $H = A + B$                                           |
| Coût des fonds propres après Impôt sur les Sociétés | 6,9%         | $I = A + D * E$                                       |
| <b>CMPC nominal avant impôt</b>                     | <b>7,25%</b> | <b><math>J = I / (1 - F) * (1 - G) + H * G</math></b> |

### **b) Amortissements**

Les amortissements constitutifs des charges de capital sont les amortissements industriels. Ces charges tiennent compte de l'ensemble des investissements prévus par ERD pour l'année 2006 et, pour RTE, des années 2006 et 2007. La réalisation de cette prévision d'investissement est conditionnée aux procédures d'investissement des organismes concernés.

## 2. Charges d'exploitation

### **a) Coût de l'énergie de compensation des pertes d'énergie**

Les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution achètent l'énergie nécessaire à la compensation de leurs pertes d'énergie pour l'essentiel sur le marché. Les niveaux des

charges correspondantes pour les années de référence du tarif ont été estimés à partir des indices de prix de marché constatés et des courbes de charge des pertes des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution.

Pour ERD, le volume des pertes retenu tient compte d'objectifs de réduction des pertes non techniques qui s'échelonnent de 0,5% à 1,5% selon le territoire concerné.

|              |      |
|--------------|------|
| ERD          | 2006 |
| Volume (TWh) | 18,4 |
| Coût (M€)    | 837  |

Pour RTE, les estimations retenues sont les suivantes :

|              |      |      |
|--------------|------|------|
| RTE          | 2006 | 2007 |
| Volume (TWh) | 12,4 | 12,7 |
| Coût (M€)    | 487  | 521  |

#### b) Coûts des services système

Le tarif d'utilisation du réseau public de transport couvre les coûts liés à la constitution des réserves primaires et secondaires de réglage fréquence-puissance active et de réglage de tension-puissance réactive.

Le coût pour RTE de la compensation d'énergie réactive nécessaire au réglage de la tension est fondé sur les contrats d'acquisition des services auxiliaires signés entre RTE et les fournisseurs d'énergie réactive pour la période 2006-2007. De même, le coût des services de réglage de fréquence-puissance active pris en compte dans la présente proposition tarifaire est fondé sur les contrats d'acquisition des services auxiliaires signés par RTE pour la période 2006-2007. Le tableau suivant indique les montants retenus pour ces deux postes.

|                              |       |       |
|------------------------------|-------|-------|
| RTE                          | 2006  | 2007  |
| Réglage de la tension (M€)   | 102,2 | 104,0 |
| Réglage de la fréquence (M€) | 183,8 | 188,4 |

#### c) Impôts et taxes

Le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité proposé tient compte d'une estimation de l'augmentation des impôts et taxes auxquels sont soumis les gestionnaires des réseaux publics. L'estimation retenue dans la construction tarifaire est fondée sur des taux moyens glissants à trois ans. Ces taux sont de 6,0 % pour 2005, 6,6 % pour 2006 et 7,0 % pour 2007. Le transfert de la charge fiscale afférente aux actifs transférés du RPT au RPD à partir de 2006 est pris en compte.

#### d) Coût de gestion des contrats

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.

Ces coûts sont établis sur la base de l'analyse des comptes des gestionnaires de réseau qui font apparaître une différence entre les coûts exposés dans le domaine de tension HTB et dans le domaine de tension HTA.

Le dispositif proposé par la CRE 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.

Le dispositif proposé par la CRE est également applicable aux producteurs qui disposent d'un contrat d'accès au réseau ou qui bénéficient d'un contrat d'obligation d'achat antérieur à la loi du 10 février 2000.

Alors que le secteur connaît une profonde mutation, la CRE a constaté qu'il n'existait pas, pour l'instant, d'information comptable permettant d'évaluer précisément les coûts de gestion des utilisateurs de réseaux du domaine de tension BT à la charge des gestionnaires de réseaux publics de distribution. Pour ce poste de charge, la CRE a retenu un montant estimé à 20 % des charges globales, soit 214 M€ pour l'année 2006.

La comptabilité analytique manquante devra être mise en place avant l'ouverture à la concurrence pour tous les clients résidentiels en 2007.

#### **e) Coûts du dispositif de Responsable d'Equilibre (RE)**

Tous les utilisateurs des réseaux publics, éligibles ou non éligibles, bénéficient du dispositif de responsable d'équilibre. La CRE a, par conséquent, inclus les coûts correspondants 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.

#### **f) Coûts du dispositif de profilage**

Le dispositif de profilage des clients n'ayant été mis en œuvre qu'au deuxième semestre 2004, les coûts correspondants ont été estimés à partir des prévisions fournies par les gestionnaires de réseau. La CRE les a inclus dans le périmètre des charges couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux publics. Ils seront facturés aux seuls utilisateurs bénéficiant de ce dispositif.

#### **g) Coûts des congestions**

Le coût des congestions nationales est inclus dans le périmètre des charges couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Il a été estimé à partir des prévisions fournies par RTE.

Les coûts éventuels d'accroissement des capacités d'importation/exportation internationales qui répondent à la demande des utilisateurs ne sont pas pris en compte dans les tarifs. Ces coûts sont directement facturés par RTE aux utilisateurs bénéficiant de l'accroissement des capacités d'importation/exportation dans le cadre de leurs accords de participation aux règles import/export.

#### **h) 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.

#### **i) Gains de productivité**

Conformément à l'article 4 du règlement du 26 juin 2003, la CRE souhaite prendre en compte des coûts correspondant à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Elle demande donc aux



gestionnaires de réseau de réaliser des gains de productivité pendant la période d'application des règles tarifaires qu'elle propose. Ces gains de productivité prennent la forme d'une réduction globale des charges prévisionnelles proposées par les gestionnaires de réseaux. L'assiette de coûts sur laquelle est calculée cette réduction globale est définie comme la somme des charges de personnel et des consommations externes. Le taux de réduction globale appliqué sur cette assiette est de 3 % en euros courants.

3. Recettes des gestionnaires de réseaux publics ne relevant pas de la présente proposition tarifaire

**a) Recettes issues des raccordements des utilisateurs aux réseaux publics**

L'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 dispose que les coûts pris en compte pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics « *comprennent en particulier [...] les coûts de [...] renforcement des réseaux publics, y compris lorsque ces renforcements sont liés au raccordement de nouveaux utilisateurs* ». Cette disposition tend à l'application du principe connu sous la dénomination de « shallow cost ».

Au-delà des règlements de différends auxquels la CRE a procédé et qui lui ont permis d'établir une jurisprudence permettant de guider les gestionnaires de réseaux dans leurs comportements, la mise en œuvre complète de ce principe suppose une définition réglementaire de la notion de « *renforcement [...] lié au raccordement* » d'un nouvel utilisateur. Or celle-ci n'est pas encore intervenue.

La loi n°2005-781 du 13 juillet 2005, dans son article 63 modifiant la loi du 10 février 2000, prévoit qu'un décret à venir précisera la consistance des ouvrages de branchement et d'extension contenus dans le raccordement d'un utilisateur aux réseaux publics d'électricité.

Dans l'attente de ce texte réglementaire et pour conserver globalement l'équilibre actuel résultant de la participation au financement demandée aux pétitionnaires par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité pour la réalisation des raccordements nouveaux, la CRE a maintenu inchangée la contribution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité aux coûts de raccordement.

**b) Recettes issues des prestations complémentaires**

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 publics peuvent proposer des prestations complémentaires réalisées à la demande de l'utilisateur ou de son fait. Les coûts de ces prestations complémentaires n'ont pas vocation à être couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité proposés par la CRE. Ils peuvent donc faire l'objet d'une facturation séparée. Ces prestations recouvrent par exemple : la fourniture de données de comptage au-delà d'un service de base, les relèves supplémentaires, la mise en service, le remplacement d'un équipement de comptage existant à la demande de l'utilisateur, le contrôle des dispositifs de comptage à la demande de l'utilisateur, l'accès au service de responsable d'équilibre pour les clients sans point de connexion aux réseaux publics.

Les recettes tirées de ces prestations sont déduites des charges à recouvrer par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité à hauteur de 377 M€(cf supra, point IV.B.14). Elles sont estimées à partir des prévisions d'activité et des prix indiqués par ERD. La CRE a appliqué ces prix à toutes les prestations complémentaires, qu'elles soient destinées aux utilisateurs éligibles ou aux utilisateurs non-éligibles, afin d'éviter toute subvention croisée entre le marché éligible et le marché non éligible.

### **c) Recettes issues de la facturation des écarts**

Les recettes tirées par RTE de la facturation des écarts aux responsables d'équilibre sont déduites des charges à recouvrer par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Le fonctionnement du mécanisme d'ajustement et du dispositif de responsable d'équilibre est placé sous le contrôle de la CRE, qui s'assure de l'absence de transfert de charges ou de recettes vers l'activité de gestionnaire de réseau public de transport proprement dite.

### **d) Prise en compte des transferts d'actifs entre le transport et la distribution**

Le décret n° 2005-172 du 22 février 2005, définissant la consistance du réseau public de transport d'électricité et fixant les modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, a modifié les périmètres d'actifs des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution.

Cette modification, bénéfique à la transparence des relations entre gestionnaires de réseaux publics, a entraîné des transferts correspondant à des charges d'amortissement, d'impôts et de taxes et la nécessité d'éliminer toute forme de location d'ouvrages électriques entre gestionnaires de réseaux publics non prévue par la présente proposition de tarification.

En outre, pour les prestations techniques réalisées par RTE pour l'entretien et la maintenance des éléments de réseau transférés aux distributeurs, la CRE a retenu le montant des prestations techniques estimé par RTE.

### **e) Autres recettes prises en compte dans le calage du niveau des charges à tarifier**

Le règlement européen du 26 juin 2003 dispose en son article 6.6 que « *toute recette résultant de l'attribution d'interconnexions est utilisée pour un ou plusieurs des buts suivants : (a) garantie de la disponibilité réelle de la capacité attribuée ; (b) investissements de réseau pour maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion ; (c) comme une recette que les autorités de régulation doivent prendre en considération lors de l'approbation de la méthode de calcul des tarifs des réseaux et/ou pour évaluer si les tarifs doivent être modifiés* ».

Dans ce cadre, la CRE a décidé de diminuer le niveau des charges à couvrir par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

A partir des indices de prix de marché disponibles pour 2006 et 2007 sur les différents marchés nationaux européens, la CRE a procédé à une estimation des recettes résultant de l'attribution des capacités d'interconnexions avec l'Angleterre, l'Italie, l'Espagne, la Belgique et l'Allemagne. Elle les a déduites des charges à recouvrer par le tarif. L'estimation du montant de ces recettes est de 103 M€an en moyenne pour 2006 et 2007.

Par ailleurs, la CRE a considéré en tant que recettes annexes le montant des remboursements à percevoir par les activités régulées au titre de leur contribution au financement des fonds externalisés de retraite depuis la mise en œuvre de la dissociation comptable.

## **4. Autres charges à couvrir et ajustements**

### **a) Correction résultant des audits des comptes dissociés 2000 et 2002**

Les audits des comptes dissociés 2000 et 2002 d'EDF montrent que plusieurs postes de charges doivent faire l'objet de corrections extra-comptables.

## **b) Dépenses de sécurisation**

Une fraction des dépenses de sécurisation correspondant à la part matière des kits de renforcement est reclassée, de manière extra-comptable, en immobilisations. Un amortissement et une rémunération sont calculés sur la valeur cumulée des kits installés depuis 2001 puisque la valeur des kits est déduite des charges d'exploitation à hauteur de 6,1 M€

## **c) Evaluation de la production immobilisée**

Pour le calcul de la production immobilisée, qui vient en diminution des charges couvertes par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, ERD et RTE ne tiennent pas compte de certaines charges de personnel dans l'évaluation du coût de la main d'œuvre utilisée pour la construction des immobilisations concernées (tel que le 1 % CCAS ou le tarif agent et, pour RTE uniquement, le coût de formation des agents). Or l'ensemble des coûts associés à la main d'œuvre doit être incorporé dans le prix de revient de l'immobilisation produite.

Il a été convenu de réintégrer aux montants de production immobilisée d'ERD et de RTE les corrections suivantes :

- ERD : 29 M€
- RTE : 1,1 M€

## **d) Non prise en compte de l'amortissement des écarts de réévaluation**

EDF a réévalué en franchise d'impôt, dans le cadre de la réévaluation légale de 1976, la valeur d'un certain nombre de ses immobilisations.

Cette réévaluation entraîne, à due concurrence, la constatation dans les comptes d'EDF d'un supplément d'amortissement compris dans les charges d'exploitation.

Or, ce supplément d'amortissement ne doit pas être pris en compte dans les charges couvertes par les tarifs, car il ne correspond pas à un véritable coût supporté par l'entreprise (il s'agit d'une simple écriture comptable).

Par suite, il a été convenu d'exclure des charges d'exploitation couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité des suppléments d'amortissement :

- ERD : - 5,5 M€
- RTE : - 11,8 M€.

## **5. Charges des distributeurs non nationalisés (DNN)**

La CRE a pris en compte, dans la présente proposition tarifaire, les coûts de l'ensemble des distributeurs non nationalisés. Ces coûts ont été estimés de manière forfaitaire à partir de ceux exposés par ERD, au prorata de l'énergie qu'ils distribuent.

L'application de la présente proposition peut conduire à des éventuels surcoûts et/ou excès de recettes de ces entreprises liés aux particularités des réseaux publics de distribution qu'ils exploitent ou de leur clientèle. Conformément à l'article 5-II de la loi du 10 février 2000 modifiée, ces surcoûts ou excès de recettes sont à répartir par le fonds de péréquation de l'électricité, qui a été réformé par le décret n° 2004-66 du 14 janvier 2004.

## **B – Prise en compte des ajustements liés au processus de régulation : le Compte de Régulation des Charges et des Produits**

Compte tenu de la durée d'application des tarifs proposés, estimée à environ deux ans, la CRE a fondé sa proposition tarifaire sur des hypothèses d'évolution à court terme des coûts et des produits. Or, même à court terme, certaines catégories de charges et de produits peuvent évoluer sous l'influence de facteurs externes dont les gestionnaires de réseaux publics pourraient ne pas pouvoir maîtriser complètement les effets.

La CRE estime donc nécessaire de mettre en place un mécanisme permettant de mesurer, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et produits réels et les charges et produits sur la base desquels ses propositions tarifaires sont fondées. Ce mécanisme est destiné à fournir une référence objective aux incitations économiques des gestionnaires de réseaux publics et aux évolutions ultérieures des tarifs que la CRE proposera conformément à l'article 4 du règlement européen du 26 juin 2003.

### 1. Principes

Pour atteindre cet objectif, le mécanisme de mesure des écarts permettra d'établir un Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP). Ce compte est un compte fiduciaire extra-comptable où seront placés tout ou partie des trop-perçus et, le cas échéant, tout ou partie des manques à gagner d'un gestionnaire de réseaux publics. Selon que le solde de ce compte est positif ou négatif, son apurement s'effectue par des diminutions ou des augmentations des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité au cours des années suivantes.

### 2. Périmètre

#### **a) Correctif au titre des audits des comptes 2000 et 2002**

Pour déterminer les montants initiaux des CRCP d'ERD et de RTE, la CRE s'est fondée, d'une part, sur les conclusions des audits menés sur les exercices 2000 et 2002 des comptes dissociés d'EDF et, d'autre part, sur l'examen des comptes de l'exercice 2003 publiés par EDF, qui constituent la première année pleine de mise en œuvre du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, entré en application le 1<sup>er</sup> novembre 2002.

Il convient de noter que les calculs sont opérés sur la base des valeurs comptables nominales.

Le CRCP d'ERD est initialement crédité d'un montant de 1 312 M€ compte tenu de l'absence de comptabilité dissociée stabilisée à la date de mise en place de la régulation en 2001. Ce montant tient compte du changement de méthode d'évaluation de la base d'actif régulée et de la rémunération financière sous l'hypothèse du taux de rémunération de 6,5 % que la CRE avait fixé en 2002 .

Le CRCP de RTE est initialement crédité d'un montant de 127 M€

Ce correctif au titre des audits des comptes 2000 et 2002 présente un caractère exceptionnel. Celui-ci est lié, d'une part, à l'imprécision des comptes des activités de réseaux fournis par les opérateurs lors de l'élaboration de la première proposition tarifaire de la CRE et, d'autre part, à la durée d'application du tarif en vigueur plus longue que celle initialement prévue par la CRE.

#### **b) Charges et produits spécifiques**

Certaines catégories de charges et de produits 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 selon ces charges et produits, les gestionnaires de réseaux publics seraient alors exposés à un risque financier ou pourraient bénéficier de facteurs exogènes susceptibles d'augmenter leur rentabilité. Il serait alors légitime de rétrocéder aux utilisateurs de réseau tout ou partie de ces surplus, par le biais d'un ajustement tarifaire.

Dans l'état actuel de son analyse, la CRE considère que les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux électriques publics, les produits liés aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins, ainsi que des recettes issues des prestations complémentaires visées au point IV.B.14, présentent un degré de difficulté de maîtrise et de prévision par les gestionnaires de réseau qui justifie leur prise en compte par le CRCP.

Les charges de capital prises en compte dans le tarif reflètent les investissements réalisés en application des procédures d'investissement et de la réglementation applicables aux réseaux publics de transport et de distribution. Dans cette mesure, ces charges de capital sont également éligibles au CRCP pour la part non prévue par la CRE dans les amortissements et la rémunération de la base d'actifs régulés.

### **c) Travaux de mise en place de mécanismes de régulation de la qualité**

La qualité du service rendu par les réseaux publics d'électricité est une des contreparties du paiement du tarif d'utilisation de ces réseaux. Cette qualité est en partie dépendante de la réalisation d'investissements appropriés pour assurer la viabilité à long terme des réseaux publics d'électricité. Pour la préparation de ses futures propositions tarifaires, la CRE mettra en place un mécanisme permettant d'inciter les gestionnaires de réseaux publics d'électricité à réaliser effectivement les montants prévisionnels des programmes d'investissements pris en compte dans ses futures propositions.

Par ailleurs, après l'établissement de critères techniques permettant une mesure objective des niveaux de qualité du service rendu par les réseaux publics d'électricité, et en tenant compte de la réglementation à intervenir en application de l'article 60 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005, la CRE mettra en place une régulation incitative intéressant ceux-ci financièrement à l'amélioration de leurs niveaux de qualité de fourniture et de service.

**Ces systèmes feront partie de la proposition qu'elle formulera pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics devant entrer en vigueur au début de l'année 2008.**

## **3. Fonctionnement**

### **a. Rémunération**

Le CRCP présente des caractéristiques de risque qui se situent entre celles d'une dette et celles de fonds propres. Par suite, il est pris comme taux de rémunération le coût moyen pondéré du capital (CMPC), moyenne du coût de la dette et du coût des fonds propres des gestionnaires de réseaux publics d'électricité.

### **b. Amortissement**

#### **- Mode d'amortissement**

Le mode d'amortissement retenu est le mode progressif à annuités constantes. Il faut noter qu'il pourrait être possible de procéder à des amortissements exceptionnels de manière ponctuelle dans les conditions décrites au point c ci-après.

- Durée d'amortissement

La durée d'amortissement retenue est de 5 ans, afin de lisser les ajustements sur la période la plus courte possible.

**c. Prise en compte des ajustements ultérieurs**

Un amortissement exceptionnel pourrait être constaté lorsque les charges « *qualifiées* » se révèlent supérieures à l'estimation qui en avait été faite. Ceci implique alors de réajuster le niveau de l'annuité en fonction du nouveau solde du compte.

4. Impact comptable

Le CRCP est une construction extra-comptable qui n'a pas vocation à apparaître dans la comptabilité sociale du gestionnaire de réseau public. Néanmoins, il traduit un engagement réel du gestionnaire vis-à-vis des utilisateurs des réseaux publics, et son fonctionnement est susceptible d'avoir un impact significatif sur son profil financier futur. A ce titre, les gestionnaires de réseaux publics pourraient inscrire cet élément parmi leurs engagements hors-bilan. Dans un souci de transparence, la CRE publiera ce compte.

## IV – STRUCTURE DES TARIFS

### A – Principes généraux et structure des tarifs

Pour fonder sa proposition tarifaire, la CRE propose de reconduire les principes généraux suivants, qui ont déjà été utilisés pour le tarif réglementé en vigueur.

1. Tarifs indépendants des transactions (principe dit du « *timbre-poste* »)

Conformément aux dispositions du paragraphe 1 de l'article 4 du règlement européen 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* ». Une telle tarification est appliquée en fonction des flux physiques aux points de connexion des utilisateurs aux réseaux publics, indépendamment de la localisation respective des injections et des soutirages nécessaires à une transaction commerciale de fourniture d'énergie.

Le principe d'une tarification de type « *timbre-poste* » a été adopté dans l'ensemble des pays européens. Les transactions internationales ne sont désormais plus taxées au passage des frontières : dès lors le fait qu'un utilisateur achète son énergie à un fournisseur français ou étranger ne modifie pas sa facture d'accès au réseau public, ce qui accroît la concurrence entre fournisseurs européens.

2. Tarifs identiques sur tout le territoire (péréquation tarifaire)

Pour le réseau de grand transport, les caractéristiques 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. La CRE propose donc un tarif identique 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 de traitement sur l'ensemble du territoire national mentionné par la loi 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 déjà satisfaits dans les tarifs actuels puisque la plupart des pays d'Europe continentale ont choisi d'appliquer un timbre d'injection très faible ou nul.

### 4. Tarifs fondés sur les coûts comptables répartis au prorata des énergies transitées

L'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 précise 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, de la comptabilité générale des opérateurs, y compris les comptes séparés des activités de transport et de distribution* ». Sur cette base, la CRE a retenu une méthode de construction tarifaire qui consiste à utiliser les coûts comptables des opérateurs et à les allouer entre les utilisateurs selon la méthode suivante.

Les coûts comptables des gestionnaires de réseaux publics sont d'abord alloués entre les différentes activités (gestion clientèle et comptage, prestations complémentaires, coûts de réseau). Les charges centrales et communes sont attribuées en fonction des charges directes des différentes activités, telles qu'elles résultent des comptabilités dissociées des gestionnaires de réseaux publics. Les coûts de réseau par domaine de tension ainsi obtenus sont alloués entre utilisateurs au prorata des flux d'énergie qu'ils induisent sur le réseau. De plus, comme l'énergie consommée est injectée principalement en très haute tension, un utilisateur qui soutire de l'énergie sur le domaine de tension BT engendre des flux sur les domaines de tension HTA et HTB. Il en résulte que la facture d'un utilisateur contribue à couvrir les coûts de l'ensemble des domaines de tension en amont de son point de connexion.

### 5. Tarifs fonction de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dépendent du domaine de tension de raccordement et des flux physiques mesurés au(x) point(s) de connexion des utilisateurs aux réseaux publics. Pour établir la structure des options tarifaires, la CRE a, en application de l'article 4 du règlement européen du 26 juin 2003, mené des études avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution sur la variation des coûts effectivement engagés par les gestionnaires de réseaux en fonction de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée durant les différentes périodes de l'année. Le résultat de ces études a été présenté lors de la consultation publique organisée par la CRE en février 2004.

a) Le réseau de grand transport à 400 kV (domaine de tension HTB 3) est essentiellement dimensionné pour limiter le coût des congestions et le coût des pertes d'énergie supportés par RTE. L'amplitude des variations saisonnières des prix de marché de l'électricité observées depuis 2000 reste faible. Elle ne produit pas de différences de coûts d'achat des pertes telles qu'elle justifie la création de tarifs différents selon les périodes de l'année.

b) Les réseaux de répartition 63 et 90 kV (domaine de tension HTB 1) et 150 et 225 kV (domaine de tension HTB 2) sont principalement dimensionnés pour assurer la sécurité d'alimentation des utilisateurs selon le critère dit «  $n-1$  », c'est-à-dire en supposant que la perte d'un quelconque des ouvrages du réseau n'entraîne pas de conséquence perceptible par les utilisateurs. Compte tenu des règles de dimensionnement actuellement employées, la probabilité de perte d'un ouvrage est de plus en plus faible. Actuellement, RTE considère qu'il est nécessaire d'investir lorsqu'un tel événement conduit à interrompre l'alimentation de certains utilisateurs en dehors des 2 000 à 3 000 heures les plus chargées de l'année. Compte tenu du fait que les capacités de transit des ouvrages à ces domaines de tension sont plus faibles en été (sur les réseaux HTB, RTE distingue les intensités maximales admissibles d'été, d'inter-saisons et d'hiver, pour tenir compte des capacités physiques du réseau) et que la courbe de charge subit des aléas, il n'est pas possible de distinguer une période d'hiver pendant laquelle des incréments de consommation nécessiteraient des investissements de réseau et une période d'été pendant laquelle ces incréments n'en nécessiteraient pas. Au demeurant, l'examen des courbes de charge des utilisateurs connectés au domaine de tension HTB montre que, pour la quasi-totalité de ces utilisateurs, une souscription de puissance supplémentaire pendant certaines périodes de l'année seulement n'aurait pas d'intérêt. On ne peut donc pas déduire des coûts techniques des réseaux au domaine de tension HTB qu'une différenciation temporelle des tarifs serait justifiée pour ces domaines de tension.

c) Les investissements sur les réseaux de distribution 15 à 20 kV (domaine de tension HTA) sont décidés pour répondre à des objectifs variés, la plupart sans lien direct avec les prévisions de croissance de la charge. Tel est le cas des politiques de renouvellement pour obsolescence, des objectifs de qualité sur la continuité et l'onde de tension, des impératifs d'homogénéité technique du réseau, des politiques d'insertion des ouvrages dans le paysage comportant l'enfouissement des réseaux, du programme de sécurisation mécanique, etc. De plus, même lorsque le dimensionnement résulte des prévisions de croissance de la charge, ce dimensionnement procède désormais de l'application du critère «  $n-1$  ». Dans ce cas, la logique est similaire à celle appliquée au domaine de tension HTB.

La CRE reconduit cependant pour le domaine de tension HTA un tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité à différenciation temporelle pour assurer une transition avec le tarif réglementé intégré existant dans ce domaine de tension, et pour contribuer à inciter certains utilisateurs de réseau à limiter leur consommation aux heures pleines d'hiver, période de l'année durant laquelle la consommation nationale est la plus importante.

d) Le dimensionnement des réseaux monophasés 230 V et triphasés 400 V (domaine de tension BT) résulte principalement de la puissance maximale appelée localement et de l'exigence de limiter les coupures et chutes de tension. A cet égard, il convient d'observer que les contraintes traitées en planification de réseau sont principalement des contraintes de qualité de service (nature, fréquence et durée des interruptions) et des contraintes de tenue de tension, qui sont de nature réglementaire. Celles-ci interviennent avant l'apparition des contraintes de transit proprement dites, de sorte que la pointe locale de consommation ne constitue pas, en général, le critère de dimensionnement. Compte tenu des critères de dimensionnement dans ce domaine de tension, un tarif à différenciation temporelle pour les réseaux au domaine de tension BT n'est pas justifié par les coûts techniques de ces réseaux.

Néanmoins, pour les utilisateurs BT > 36 kVA, la CRE reconduit des tarifs à différenciation temporelle tenant compte de l'état actuel des installations de comptage équipant ces utilisateurs. Le niveau de tarifs plus élevé pendant les heures pleines d'hiver a pour effet d'inciter les utilisateurs à réduire leur consommation pendant cette période de l'année.

De même, la CRE reconduit pour les utilisateurs BT  $\leq$  36 kVA une option distinguant les heures pleines et les heures creuses, qui incite les utilisateurs à déplacer leur consommation des heures pleines vers les heures creuses.



Lors des auditions, les fournisseurs ont par ailleurs confirmé l'intérêt de la création de l'option moyenne utilisation pour le développement de nouvelles offres commerciales aux utilisateurs BT  $\leq$  36 kVA.

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

Les règles tarifaires proposées contiennent 14 sections. Les deux premières définissent les notions utilisées et la structure des tarifs. Les sections suivantes décrivent les composantes tarifaires.

### 1. Définitions

Les notions d'alimentation, de domaine de tension, de point de connexion et d'utilisateur de réseau, ainsi que plusieurs autres notions techniques, sont définies dans la section 1 des règles afin de clarifier les conditions d'application des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. En revanche, certaines notions comme celle de site, ayant déjà été définies dans d'autres textes réglementaires, ne sont pas rappelées.

### 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 du tarif établie de façon à refléter de ces différentes catégories de charges et de la façon d'appliquer les différents tarifs en chaque point de connexion.

### 3. Frais de gestion

Dans le tarif fixé par le décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002, les coûts de gestion de la clientèle basse tension étaient recouverts par l'abonnement, comme les autres coûts de réseau. Afin de mieux refléter ces coûts, dont la nature et la structure sont différentes de celles des coûts d'infrastructure des réseaux et dont la réduction mobilise des facteurs de productivité différents, la CRE propose qu'ils soient désormais facturés explicitement, sous la forme d'un terme fixe appliqué à tous les utilisateurs (producteurs, consommateurs et distributeurs) en fonction de leur domaine de tension de raccordement. Ce nouveau dispositif permettra également de différencier les frais de gestion selon que l'utilisateur dispose d'un contrat unique ou d'un contrat d'accès au réseau distinct du contrat de fourniture. Dans le premier cas, en effet, une large part des activités de gestion est réalisée par les fournisseurs, dans un contexte concurrentiel.

La composante annuelle de gestion couvre ainsi l'ensemble des coûts de gestion supportés par les gestionnaires de réseaux publics de distribution.

La facturation explicite des frais de gestion sous la forme d'un terme fixe, indépendant de l'énergie soutirée, implique que les baisses de facture de certains utilisateurs du domaine de tension BT, dont les durées d'utilisation de la puissance souscrite sont les plus courtes, sont plus modérées.

### 4. Comptage

Afin de permettre aux utilisateurs de choisir librement leurs dispositifs de comptage et de pouvoir bénéficier ainsi d'offres de fourniture adaptées à leur consommation, la CRE propose que tous les utilisateurs se voient facturer une redevance de comptage en fonction des prestations qu'ils ont souhaitées (compteur à index ou courbe de charge, nombre d'index, contrôle de la puissance, ...). La

CRE propose que cette redevance ne dépende, 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, ...), 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.

La CRE observe que le niveau actuel des coûts de relève constatés dans les comptes d'ERD est très élevé par rapport à ce que permettrait la mise en œuvre de techniques modernes. La CRE a donc décidé de ne facturer, sous la forme d'un terme fixe, qu'une partie du coût de relève relatif à certaines catégories d'utilisateurs. La CRE tiendra compte des coûts qu'entraînerait la mise en œuvre de ces techniques modernes dans les charges à couvrir par une version ultérieure des règles tarifaires. Il importe en effet que les gestionnaires de réseaux publics mettent en œuvre des techniques de relève moins coûteuses dans les années à venir, conformément aux orientations fixées par la CRE dans sa communication du 29 janvier 2004.

La redevance proposée par la CRE comprend le coût moyen d'immobilisation des compteurs. En revanche, elle ne comprend pas le coût des changements des dispositifs de comptage réalisés à la demande de l'utilisateur ou de son fournisseur, qui font l'objet d'une facturation spécifique dans le cadre du catalogue de prestations supplémentaires. Pour que les utilisateurs puissent installer leurs propres dispositifs de comptage sous réserve que ces dispositifs aient les caractéristiques de précision et de fiabilité nécessaires, la CRE propose l'établissement d'une redevance de contrôle des installations dont les utilisateurs sont propriétaires.

Pour permettre l'expression effective de la concurrence, il est nécessaire de proposer des dispositifs de comptage à courbe de mesure aux utilisateurs dans les meilleurs délais. Les utilisateurs ou leurs fournisseurs sont, par ailleurs, libres d'installer à leurs frais des compteurs conformes au cahier des charges fonctionnel qui doit être publié par les gestionnaires des réseaux publics de distribution conformément à la communication de la CRE précitée et à la décision de la CRE du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité.

##### 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 plus gros producteurs situés sur le territoire français permet donc de couvrir le coût de cette contribution. Son niveau est maintenu constant par rapport à celui du tarif actuellement en vigueur, afin de ne pas introduire de distorsions par rapport aux prix d'énergie pratiqués dans les autres pays d'Europe continentale.

##### 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<sup>er</sup> novembre 2002, est la suivante :

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

Le taux d'utilisation est donné par la formule suivante, avec  $D = 8\,760$  heures

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

Le terme  $a_2 \cdot P_{\text{souscrite}}$  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  $b \cdot \tau^c \cdot P_{\text{soutirée}}$  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 le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuellement en vigueur, la CRE propose que les composantes mensuelles de dépassement de puissance (CMDPS) soient 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 %.

#### 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 son mandataire. Les gestionnaires de réseaux publics de distribution conseillent les utilisateurs ou leurs mandataires pour leur permettre de choisir l'option la mieux adaptée à leurs besoins.

#### 8. Tarifs de soutirage en BT

- 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.

- 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 son mandataire. Les gestionnaires de réseaux publics de distribution conseillent les utilisateurs ou leurs mandataires pour leur permettre de choisir l'option la mieux adaptée à leurs besoins.

#### 9. Alimentations de secours

Pour tenir compte des besoins spécifiques de certains utilisateurs souhaitant améliorer le niveau de fiabilité de leur alimentation, la CRE a précisé les définitions des notions d'alimentations complémentaires et de secours et introduit un barème réglementé afin de prévenir tout risque de discrimination entre utilisateurs de la part des gestionnaires de réseaux publics. Le niveau de ces redevances a été 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 de secours au même niveau de tension que l'alimentation principale, 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 de secours.

#### 10. Regroupement conventionnel des points de connexion

La CRE propose que les utilisateurs puissent conventionnellement regrouper certains de leurs points de connexion pour le calcul du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Cette disposition permet de tenir compte de la situation particulière des utilisateurs dont la multiplicité de points de connexion peut entraîner un foisonnement des appels de puissance sur les réseaux situés en amont et, corrélativement, un moindre coût à supporter par les gestionnaires de ces réseaux.

Au vu des contributions à la consultation publique sur les principes tarifaires de l'accès aux réseaux publics, la CRE propose de fonder la formule tarifaire du regroupement sur le même modèle normatif que celui du tarif en vigueur.

Le niveau de la redevance de regroupement proposée par la CRE a été calculé à partir des charges moyennes directes des liaisons qui permettent physiquement le regroupement. Cette nouvelle 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 l'article 5-II du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001. Pour tenir compte de ces spécificités dans les tarifs applicables aux différents domaines de tension, la CRE propose d'adopter les dispositifs particuliers suivants :

- l'utilisation des ouvrages de transformation est facturée en fonction des charges moyennes des postes de transformations ;
- 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 dans le tarif actuellement en vigueur.

## 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, la CRE propose de reconduire le dispositif existant comportant un tarif spécifique pour la facturation de dépassements ponctuels de puissance non garantis. La CRE propose que ces dépassements, qui doivent être convenus à l'avance avec le gestionnaire du réseau public, soient facturés au prix moyen de l'énergie soutirée par un utilisateur ayant un taux d'utilisation de 25 %.

## 13. Facturation de l'énergie réactive

La CRE propose de reconduire le dispositif de tarification de l'énergie réactive pour les flux de soutirage, et de l'étendre au domaine de tension BT > 36 kVA.

Pour accompagner le développement de la production décentralisée raccordée au réseau public de distribution, la CRE propose de retenir un barème unique fixant le niveau des pénalités en cas de dépassement du seuil de la « *tangente phi* » convenu contractuellement entre les parties.

## 14. Catalogue des prestations complémentaires

Le service public exécuté par un gestionnaire de réseau est défini par la réglementation ainsi que par un cahier des charges de concession ou un règlement de service de régie. Il est facturé aux utilisateurs de réseaux à l'aide, d'une part, du tarif d'utilisation des réseaux et, d'autre part, d'un barème de prix de prestations complémentaires (mise en service d'un branchement, relevé spécial de compteur à la demande d'un client, ...).

La présente proposition tarifaire tient compte des barèmes actuellement en vigueur des gestionnaires de réseaux. Un gestionnaire ne pourra modifier son barème de prix des prestations complémentaires qu'après avoir justifié auprès de la CRE la pertinence de cette modification.

Il ne devra ni proposer, ni facturer, de prestations complémentaires sans que ces prestations aient été préalablement intégrées dans ce barème, qui doit décrire précisément la consistance, le prix et les modalités d'application des prestations complémentaires. Cette intégration devra faire l'objet d'une publicité appropriée, tant auprès des clients susceptibles d'en bénéficier que de leurs fournisseurs.

La facturation de ces prestations complémentaires par les gestionnaires de réseaux publics doit être effectuée sans discrimination entre les utilisateurs de réseaux. Le barème de prix doit être public et transparent. La facturation de ces prestations doit seulement couvrir les coûts engagés pour leur fourniture.

Les recettes prévisionnelles des gestionnaires de réseau qui résultent de cette fourniture ont été prises en compte pour la fixation du niveau des tarifs. La CRE procèdera à des audits de ces activités pour s'assurer notamment que les prix facturés correspondent bien aux coûts exposés.

Par ailleurs, pendant la période d'application de la présente proposition tarifaire, la CRE examinera le bien fondé du caractère complémentaire de ces prestations. Elle tiendra compte du contenu des missions de service public des gestionnaires de réseaux, de leurs possibles évolutions et des besoins liés à l'ouverture totale du marché de l'électricité à la concurrence qui interviendra le 1<sup>er</sup> juillet 2007. Les coûts de certaines prestations complémentaires pourront être partiellement ou totalement intégrés dans les charges à couvrir par une version ultérieure des règles tarifaires.